



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO
NARICUAL SUPERIOR MEDIO PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN,
UBICADO EN EL NORTE DEL ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR:

LIRA GARCÍA KARLA ARITZABETH

**Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar
Al Título De:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Maturín, Mayo del 2010



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO
NARICUAL SUPERIOR MEDIO PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN,
UBICADO EN EL NORTE DEL ESTADO MONAGAS.**

REALIZADO POR:

**LIRA GARCÍA KARLA ARITZABETH
C.I.: 17.548.997**

REVISADO POR:

**Ing. Flores R. Miguel F.
C.I.: 10.467.516
Asesor Académico**

**Ing. Reyes Jesús
Asesor Industrial**

Maturín, Mayo del 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo N° 41 del reglamento de trabajo de grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO
NARICUAL SUPERIOR MEDIO PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN,
UBICADO EN EL NORTE DEL ESTADO MONAGAS.**

REALIZADO POR:

**LIRA GARCÍA KARLA ARITZABETH
C.I.: 17.548.997**

APROBADO POR:

**Ing. Miguel Flores
Asesor Académico**

**Ing. Contreras R. Isaac P.
C.I.: 11.344.724
Jurado Principal**

**Ing. Guevara L. Jorge L
C.I.: 13.161.196
Jurado Principal**

Maturín, Mayo del 2010

DEDICATORIA

En primer lugar quiero dedicarle este triunfo a **DIOS Todopoderoso**, guía espiritual, fuente inagotable de sabiduría y grandeza, quien a cada instante dirige mis pasos y sin su mano que me guie me extraviaré del camino que conduce al éxito y a la felicidad. A él debo el honor de graduarme, de toda la fe que conservo y todo lo bueno que hay en mí. Así como también a mi querida y adorada **Abuela Antonia** quien desde el cielo sé que me ha iluminado para seguir el camino correcto. Te extraño mama.

A mis padres Reyna y Carlos, pilares fundamentales desde mi procreación hasta mi formación profesional, quienes con su amor, paciencia, comprensión, motivación, esfuerzo y apoyo me enseñaron a hacer las cosas con humildad, responsabilidad y cariño, ustedes han sido las personas que más me han apoyado, le doy gracias a Dios por tenerlos y ojalá tenga la oportunidad de recompensarles todos los esfuerzos y sacrificios que han hecho por mí y por mi hermana. Gracias

A mi hermanita (My Tosy), por formar parte importante en mi vida y brindarme motivación, alegría, apoyo espiritual y cariño cuando más me hacía falta, acompañándome siempre en mis largas noches de estudio durante toda la carrera, en especial durante la realización de este trabajo de grado, Fruty te dedico este gran triunfo y espero pronto celebrar el tuyo, Te Amo.

A mis tíos, primos, abuelos, y mi madrina Lilian, que siempre de alguna manera estuvieron apoyándome y brindando palabras de aliento para continuar sin desmayar, en especial a mi Tía Inés mi otra mamá, siempre presente y dispuesta en todo momento incondicionalmente.

A mi novio José Chaparro y a su familia, gordito gracias por estar siempre allí ofreciéndome tu cariño, apoyándome, comprendiéndome y aconsejándome justo cuando más lo necesitaba, Te Amo y ojalá esta sea la primera de muchas metas alcanzadas.

A mi amiga Astrid (La Gorda), por compartir momentos gratos y no tan gratos durante los últimos años de estudio, llenos de trasnochos y travesuras, gracias por soportarme.

A todos los compañeros de la universidad, porque es muy grato tener con quien compartir y hacer de aquellos recuerdos estudiantiles una etapa linda y feliz, en especial a Carlos Véliz, mijo lindo siempre estuviste allí pendiente de mi y cuidándome, a los integrantes del Team Lalo gracias por el impulsito para culminar mi trabajo de grado.

Un beso a todos.....

AGRADECIMIENTO

A la Universidad de Oriente, casa de estudio que me permitió culminar mi carrera y obtener el título de Ingeniero de Petróleo, así como también a los profesores y compañeros que me tendieron su mano durante esta etapa.

Al Ing. Miguel Flores (tutor académico), por dedicar parte de su tiempo para brindarme sus asesorías; gracias por sus excelente y oportunas recomendaciones, las cuales hicieron posible este éxito.

Al Ing. Jesús Reyes, (tutor industrial), muchas gracias por toda la ayuda y colaboración ofrecida durante el tiempo de realización del presente trabajo de grado.

Al Ing. Rafael Moreno, por su paciencia, dedicación y sus certeros consejos. Muchas gracias por el tiempo dedicado.

A PDVSA Gerencia de Proyectos Exploratorios, por brindarme la oportunidad de desarrollar mi tesis de grado en sus instalaciones, proporcionándome todas las facilidades para el cumplimiento de la misma.

A todo el personal que labora en el Proyecto PGP Travi-Cotoperí, El Sr. Ángel González, Marianne Reyes, Héctor Repilloza, Patricia Delgado, José Marcano, Marién Parra, Dimas Medina, Yliannis Guevara, Maritza Morón, Eduardo Lezama, y Danilo Luna. Realmente estoy muy ¡agradecida! por toda la ayuda que me brindaron durante el desarrollo de este proyecto; disculpen por todas las molestias ocasionadas (que fueron muchas). Un especial agradecimiento a la **Sra. Carmen**

Yudith, por ayudarme a obtener mis pasantías en las instalaciones de PDVSA y por todos sus consejos. A todos muchas gracias...

Al Ing. José Maita, por su valiosa y desinteresada ayuda, que sin pertenecer al proyecto donde desarrolle mi pasantía, siempre dispuso de un tiempito libre para atenderme.

A mis compañeros de tesis, con los que disfruté momentos gratos, Griselcy Pérez, Ender García, Eugenio Rodríguez, y Cynthia Pérez que aunque no era tesista fue nuestra fiel compañera, mil gracias por todo su apoyo y cariño, que Dios los cuide y logren todas las metas que se propongan.

A mis compañeros, y amigos de la universidad, en especial a: Carlos Véliz, Astrid Álvarez, Reyna Hadid, Karina Tovar y Javier Toledo... y a todos aquellos que a lo largo de la carrera tendieron su mano para ¡ayudarme! y de esta manera contribuyeron a que este sueño se hiciera realidad.

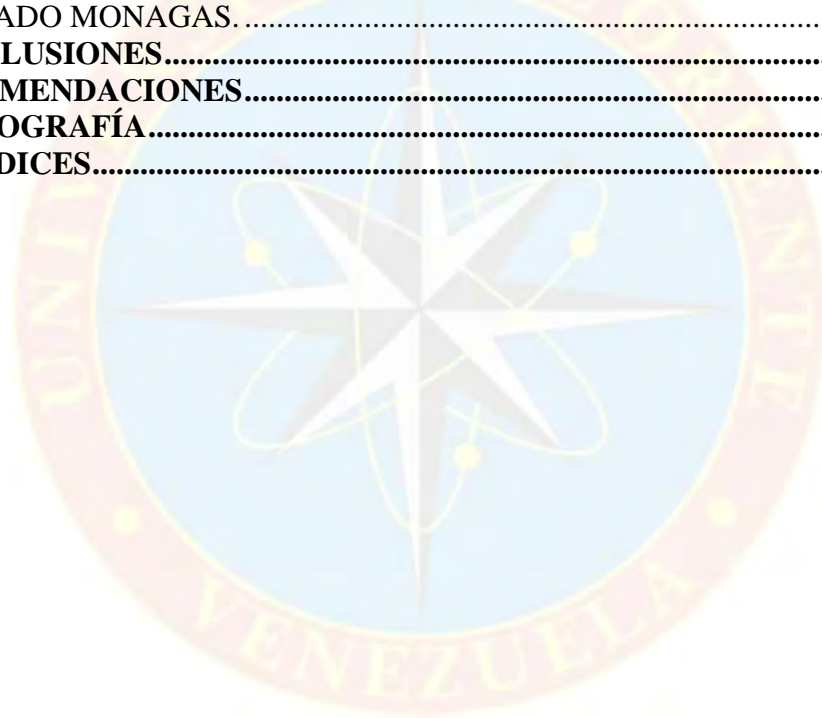
Gracias muy especiales por creer en mí y hacerlo posible.....

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iii
APROBADO POR:	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vii
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.4 FACTIBILIDAD DE LA INVESTIGACIÓN	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES	6
2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO	7
2.2.1 Estratigrafía del Area.....	9
2.3 BASES TEÓRICAS	9
2.3.1 Caracterización de Yacimientos	9
2.3.2 Modelo Estático de Yacimiento.....	10
2.3.2.1 Modelo Estructural.....	10
2.3.2.2 Modelo Estratigráfico.....	11
2.3.2.3 Modelo Sedimentológico	11
2.3.2.4 Modelo Petrofísico	11
2.3.2.5 Modelo Dinámico.....	12
2.3.2.6 Análisis y Validación PVT.....	12
2.3.2.7 Presión del Yacimiento o Presión Estática del Fluido	15
2.3.3 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Punto de Burbuja	16
2.3.4 Mecanismos de Producción	16
2.3.5 Reservas	18
2.3.6 Métodos para el Cálculo de Reservas	20
2.3.7 Análisis Nodal	27
2.3.7 Evaluación Económica de Proyectos	28
2.4 TÉRMINOS BÁSICOS.....	28

CAPITULO III.....	30
MARCO METODOLÓGICO.....	30
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	30
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	31
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	31
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	31
3.4.1 Revisión del Modelo Estático Disponible del Yacimiento para el Cálculo de Volumen Roca-Yacimiento	33
3.4.1.1 Interpretación del Modelo Estructural	33
3.4.1.2 Interpretación del Modelo Estratigráfico	33
3.4.1.3 Interpretación del Modelo Sedimentológico.....	34
3.4.1.4 Interpretación del Modelo Petrofísico.....	34
3.4.1.5 Cálculo de Petróleo Original en Sitio por el Método Volumétrico.....	39
3.4.2 Analizar el Comportamiento de Producción, Inyección, Presión y Pruebas PVT Disponibles.....	41
3.4.2.1 Análisis del Comportamiento de Presiones.....	41
3.4.2.2 Análisis del Comportamiento de Producción e Inyección	41
3.4.2.3 Validación de Información PVT	42
3.4.3 Cálculo de Reservas Asociadas a través de Métodos Dinámicos.....	42
3.4.3.1 Balance de Materiales	42
3.4.3.2 Curvas de Declinación	43
3.4.4 Validación del Modelo Estático de Acuerdo a los Resultados de Reservas Obtenidos por Método Dinámicos.....	44
3.4.5 Propuesta de Plan de Explotación.....	44
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS.....	45
3.5.1 Instrumentos	45
3.5.2 Técnicas	46
3.6 RECURSOS	47
CAPÍTULO IV	48
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	48
4.1 RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y DE PRODUCCIÓN.....	48
4.2 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN ROCA-YACIMIENTO	49
4.2.1 Interpretación del Modelo Estructural	49
4.2.2 Interpretación del Modelo Estratigráfico.....	52
4.2.3 Interpretación del Modelo Petrofísico	55
4.2.3.1 Mapas de Isopropiedades	56
4.2.4 Cálculo de Petróleo Original en Sitio por el Método Volumétrico	59
4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, INYECCIÓN, PRESIÓN Y PRUEBAS PVT DISPONIBLES.	62
4.3.1 Análisis del Comportamiento de Producción e Inyección.....	62
4.3.2 Relación gas-Petróleo Vs Tiempo	69

4.3.3 Análisis del Comportamiento de Presión	72
4.3.4 Validación de los Análisis PVT.....	79
4.4 CÁLCULO DE RESERVAS ASOCIADAS A TRAVÉS DE MÉTODOS DINÁMICOS.	83
4.4.1 Balance de Materiales.....	83
4.4.2 Curvas de Declinación.....	90
4.5 VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO EN BASE A LOS RESULTADOS DE RESERVAS OBTENIDOS POR MÉTODOS DINÁMICOS.	95
4.6 PROPUESTA DE PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA LAS RESERVAS REMANENTES EN EL YACIMIENTO NARICUAL SUPERIOR MEDIO PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN, UBICADO AL NORTE DEL ESTADO MONAGAS.....	97
CONCLUSIONES.....	106
RECOMENDACIONES.....	108
BIBLIOGRAFÍA.....	109
APÉNDICES.....	111



LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	Flujograma de trabajo aplicado en el estudio.....	32
Figura 4.1	Visualización 3D de los paneles del campo Jusepín	49
Figura 4.2	Mapa estructural del panel central	50
Figura 4.3	Mapa estructural del panel este y oeste.....	51
Figura 4.4	Sección estratigráfica	53
Figura 4.5	Mapa índice de sección estratigráfica	54
Figura 4.6	Mapa de distribución de arena neta petrolífera (pie).....	57
Figura 4.7	Mapa de distribución de porosidad (%).	58
Figura 4.8	Mapa de distribución de saturación de agua (%).	59
Figura 4.9	Comportamiento de producción del panel central.....	64
Figura 4.10	Comportamiento de inyección del panel central.....	65
Figura 4.11	Comportamiento de producción del panel este	66
Figura 4.12	Comportamiento de inyección del panel este.....	67
Figura 4.13	Comportamiento de producción del panel oeste	68
Figura 4.14	Comportamiento de inyección del panel oeste.....	69
Figura 4.15	Relación gas-petróleo en función del tiempo para el panel central	70
Figura 4.16	Relación gas-petróleo en función del tiempo para el panel este	71
Figura 4.17	Relación gas-petróleo en función del tiempo para el panel oeste ..	72
Figura 4.18	Comportamiento de presión Vs tiempo panel central	74
Figura 4.19	Puntos de presiones medidos por la herramienta RFT Vs profundidad (panel central).....	75
Figura 4.20	Comportamiento de presión Vs tiempo panel este.....	76
Figura 4.21	Puntos de presiones medidos por la herramienta RFT Vs profundidad (panel este).....	77
Figura 4.22	Comportamiento de presión Vs tiempo panel oeste.....	78
Figura 4.23	Puntos de presiones medidos por la herramienta RFT Vs profundidad (panel oeste).....	79
Figura 4.24	Prueba de la linealidad de la función “Y” pozos J 479 y J 476	81
Figura 4.25	Método gráfico de la ecuación de balance de materiales	85
Figura 4.26	Método analítico de la ecuación de balance de materiales.....	85
Figura 4.27	Mecanismos de producción del panel central	86
Figura 4.28	Método analítico de la ecuación de balance de materiales (tanque 1)	88
Figura 4.29	Método analítico de la ecuación de balance de materiales (tanque 2)	88
Figura 4.30	Método analítico de la ecuación de balance de materiales.....	90
Figura 4.31	Curva de declinación de petróleo (panel central).....	92
Figura 4.32	Curva de declinación de petróleo panel este	93
Figura 4.33	Curva de declinación de petróleo panel oeste	94

Figura 4.34 Ubicación de la nueva localización propuesta	98
Figura 4.35 Sensibilidad de la tasa en función del diámetro interno de la tubería, para diferentes reductores.	99
Figura 4.36 Sensibilidad de la tasa en función del diámetro interno de la tubería, para diferentes valores de daño	100
Figura 4.37 Producción estimada para diferentes reductores con tubería de 5- 1/2 plg, con solución en el cabezal (Pcab).....	101
Figura 4.38 Producción estimada para diferentes reductores con tubería de 5 1/2 plg, con solución en fondo (Pwf).....	102
Figura 4.39. Diagrama araña	105



LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Pozos pertenecientes a cada panel de estudio.....	50
Tabla 4.2 Dirección y pozos que integran la sección estratigráfica	54
Tabla 4.3 Sumario petrofísico	55
Tabla 4.4 Datos usados en la determinación del POES y GOES volumétrico..	61
Tabla 4.5 Comparación de POES y GOES obtenidos en este estudio versus información existente en los libros de reservas	61
Tabla 4.6 Prueba de desigualdad del pozo J 479	80
Tabla 4.7 Prueba de balance de masa del pozo J 479	82
Tabla 4.8 Parámetros de entrada importantes en el programa M-Bal	83
Tabla 4.9 Reservas estimadas en base al método de curvas de declinación.....	95
Tabla 4.10 Reservas recuperables de petróleo y gas	96
Tabla 4.11 Pwf, Pcab y producción para diferentes reduc. con tub. de 5-1/2 plg	102
Tabla 4.12 Indicadores económicos	104
Tabla 4.13 Estudio de sensibilidad de las variables de impacto sobre el VPN104	



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

RESUMEN

**CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO
NARICUAL SUPERIOR MEDIO PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN,
UBICADO EN EL NORTE DEL ESTADO MONAGAS.**

Realizado por:
Br. Lira G. Karla A.
C.I.: 17.548.997
Mayo 2010

Asesores:
Asesor Académico: Ing. Miguel Flores
Asesor Industrial: Ing. Jesús Reyes

El presente estudio está basado en la caracterización dinámica del intervalo Naricual Superior Medio del campo Jusepín, el objetivo principal de esta investigación es la validación de una nueva interpretación estructural a través de la comparación de valores de POES y reservas obtenidos por cálculo volumétrico y balance de materiales. Esta comparación se realizó para tres yacimientos ubicados en estructuras independientes, a tres paneles denominados central, este y oeste. El análisis dinámico en esta investigación se realizó en conjunto con el modelo estructural. La experiencia demuestra que las variaciones entre los dos métodos (cálculo volumétrico y balance de materiales) son notables debido a los factores o premisas que lo afectan. En este sentido se determinó que para el panel central y panel este los resultados de POES y reservas obtenidos muestran resultados de 12% y 16% de diferencias que se pueden considerar entre el método volumétrico y balance de materiales, mientras que para el panel oeste los resultados obtenidos no se consideran representativos con diferencia de 36 %, debido principalmente a la variabilidad en la data y a las interpretaciones (estructural y petrofísica). Se analizó el comportamiento de producción donde se pudo inferir que el principal mecanismo de producción para este campo corresponde a la expansión de los fluidos por tratarse de yacimientos subsaturados con presiones entre 11000 lpca y 12000 lpca y gravedades °API en el orden de 26 a 35 asociadas a crudos medianos-livianos. A través de la realización de análisis nodal se recomienda la perforación de un pozo en el panel central que permita drenar las reservas remanentes con tasas de producción de petróleo y gas promedio de 4500 BNPD y 11 MMPCGD respectivamente, estableciéndose un esquema de explotación con una evaluación económica rentable.

INTRODUCCIÓN

La exploración es un proceso integrado donde se requiere la sinergia de diversas geociencias las cuales están principalmente enfocadas en la búsqueda de reservas de hidrocarburos gaseosos y no gaseosos en áreas poco conocidas que sigan sustentando el negocio petrolero y maximicen el valor económico a largo plazo, es también la exploración el primer eslabón en la cadena del negocio petrolero. Durante este proceso principalmente se evalúa el modelo estático del área, donde se definen las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas.

Luego de obtener una caracterización estática que se considere confiable, es oportuno seguir con un análisis del modelo dinámico del yacimiento, ya sea con información propia del área o de campos análogos donde existan pozos perforados inicialmente con datos de producción, presión, evaluaciones PVT entre otros, que permitan extrapolar la información obtenida al área de estudio o de interés. Logrando de esta manera disminuir la incertidumbre de riesgo exploratorio asociada a nuevos prospectos exploratorios y a la perforación de pozos.

En este sentido, la revisión integral de un yacimiento parte de un estudio de verificación, reinterpretación y análisis del modelo estático y dinámico del área visualizada.

La finalidad de la investigación fue obtener una caracterización dinámica del yacimiento cuyos resultados del estudio permitirán validar la nueva interpretación estructural del área y actualizar las reservas asociadas, logrando de esta manera disminuir el grado de incertidumbre que ellas representan.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El yacimiento Naricual Superior Medio se encuentra ubicado en el campo Jusepín, entre las alineaciones estructurales de El Furrial-Carito-Coroza al Sur y Chaguaramal-Orocual al Norte, este fue descubierto en Marzo de 1996, mediante la explotación del pozo exploratorio J 476 ubicado en la zona central del área estudiada. En el Campo Jusepín existen tres zonas: panel central, panel este y panel oeste. Dicho campo presenta actualmente información suministrada por la compañía TOTAL con técnicas de estudio e interpretación hasta el año 2005. Desde esa fecha el modelo estructural, comportamiento, características del yacimiento y reservas no han sido revisadas.

Como consecuencia de esto, actualmente se está realizando una verificación y reinterpretación en relación al modelo estructural del área, lo que ha ocasionado que la Gerencia de Proyectos Exploratorios (PDVSA Guaraguao), esté en la necesidad de generar un modelo dinámico que permita sustentar y validar la nueva interpretación, a fin de disminuir el grado de incertidumbre que representa la revisión y análisis de una nueva visión geológica del área y a volúmenes de roca asociados. Para lograr dicho propósito, es necesario disponer de toda la información inherente acerca del yacimiento, como datos geológicos (ambientes de deposición de sedimentos datos petrofísicos, tipos de trampas, tipos de estructuras), datos de producción (declinación de presión, tasas de producción, relación gas-petróleo) y propiedades de los fluidos (análisis PVT), que integrados como un todo por medio de las ciencias geológicas y

energéticas, permitirán una caracterización efectiva de los yacimientos a través de un modelo geoenergético bien definido.

Es por ello que, este estudio permitirá caracterizar dinámicamente el Campo Jusepín, específicamente el Intervalo Naricual Superior Medio además de elaborar posibles estrategias de explotación que logren maximizar el recobro de las reservas remanentes de hidrocarburos en los yacimientos en estudio, garantizando un agotamiento seguro y efectivo de los mismos

1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Caracterizar dinámicamente el yacimiento Naricual Superior Medio perteneciente al campo Jusepín, Ubicado al Norte del Estado Monagas, para la explotación de las reservas remanentes.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar el modelo estático disponible del yacimiento para el cálculo de volumen roca-yacimiento.
- Analizar el comportamiento de producción, inyección, presión y pruebas PVT disponibles.
- Calcular reservas asociadas a través de métodos dinámicos (Balance de Materiales y Curvas de Declinación).

- Validar el modelo estático en base a los resultados de reservas obtenidos por métodos dinámicos.
- Proponer plan de explotación para las reservas remanentes en el yacimiento Naricual Superior Medio perteneciente al Campo Jusepín, ubicado al Norte del Estado Monagas.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El interés de este proyecto radica en la necesidad de validar la nueva reinterpretación estructural realizada al campo Jusepín a través de la comparación de valores obtenidos al calcular el volumen original en sitio de hidrocarburos tanto por método estático como dinámico, con el fin de obtener el menor grado de incertidumbre con relación a la distribución de propiedades y volumen de hidrocarburo asociadas al yacimiento. Por otro lado se realizará un cálculo estimado de las reservas remanentes, ya que estas representan uno de los principales retos que debe asumir y enfrentar los ingenieros, a fin de aprovecharlas al máximo y proponer un plan de explotación óptimo. Es importante mencionar que los resultados obtenidos durante el estudio se podrán extrapolar a zonas cercanas al Campo Jusepín donde la Gerencia de Proyectos Exploratorios han propuestos nuevos prospectos y oportunidades exploratorias.

1.4 FACTIBILIDAD DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo de este proyecto se considera factible, de acuerdo a los recursos disponibles para la realización del mismo, entre los cuales se tienen en primera instancia el potencial humano que labora en el proyecto Travi-Cotoperí y del personal

docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, así como el resto de las personas que laboran en la Gerencia de Proyectos Exploratorios y que tienen influencia directa con el proyecto. Seguidamente se cuenta con el apoyo tecnológico suministrado a través de los equipos y programas utilizados para tal fin, así como de las instalaciones apropiadas para el albergue de los mismos. Finalmente se dispone de los recursos económicos para sustentar las diferentes actividades relacionadas con el proyecto.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Total Oíl and Gas Venezuela (2005), presentó un informe titulado **“Revisión del POES y de las reservas asociadas del campo Jusepín Profundo y Cotoperí”**, en el cual se mencionaba que para esa fecha el campo estaba funcionando bajo un esquema de 7 pozos productores, además de 4 inyectores de agua y 3 inyectores de gas, adicionalmente existen dos pozos productores cerrados, todos estos ubicados en el yacimiento Naricual Superior Medio, estos pozos reportaron un POES de 715 MMBls, reservas probadas y remanentes con valores de 281 MMBls y 194 MMBls respectivamente.

Total Oíl and Gas Venezuela (2005), en informe titulado **“Redimensionamiento del Plan de Desarrollo Jusepín – Cotoperí y Delineación del Panel Cotoperí Sureste 2005 – 2007”** describió que los yacimientos del Campo Jusepín Profundo están siendo desarrollados mediante la inyección de gas en los paneles Central y Este, con volúmenes que oscilan entre 60 y 90 MMPCGD, dependiendo de la disponibilidad de gas en la planta Wilpro, y mediante la inyección de agua en los paneles Este y Central. En principio, los pozos inyectores comienzan recibiendo gas, luego se les solicita su conversión a inyectores de agua. Esto ha tenido un impacto importante en el estatus actual del campo, especialmente en términos de inyección pues ha permitido, no solo mantenerse fuera la zona de riesgo de baja presión, sino que inclusive se ha alejado de ella.

Campos, J. (2003), presentó ante la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, el Trabajo de grado titulado: **“CARACTERIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO LCV-4, ARENA U1, DEL CAMPO LA CEIBITA”** donde señala que la Caracterización del Modelo Dinámico está basada en la composición y comportamiento del fluido en el yacimiento, evaluando y validando análisis de Producción, Presión y PVT, identificando el Contacto Agua – Petróleo (CAPO) original y actual, análisis energético, cálculo de radio de drenaje, estudio de permeabilidad relativa y balance de materiales, además establece que el POES y GOES Volumétrico para el nuevo Modelo Geológico del yacimiento y el obtenido por Balance de Materiales presentan resultados muy semejantes, estimándose en 47,3 MMBN y 81,3 MMMPCN por el Método Volumétrico, y en 47,4 MMBN y 81,4 MMMPCN por Balance de Materiales.

2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural, ubicada en la zona centro-este del país, se extiende de Oeste a Este por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre; prolongándose por la plataforma deltaica hasta el sur de Trinidad.

Dicha depresión tiene una longitud aproximada de 800 km. en sentido Este-Oeste y un ancho promedio de 200 km. de Norte a Sur. Esta cuenca es estructuralmente asimétrica, presentando una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para la misma. Ambos flancos de la cuenca han sido productores, de hecho es la segunda en magnitud de América del Sur por sus recursos de hidrocarburos. La Cuenca Oriental de Venezuela se

caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 Km² y estratigráficamente por contener 20.000 pie de sedimentos. De acuerdo a sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos Subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y la Subcuenca de Maturín al Este.

El bloque Jusepín se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín específicamente al Norte del estado Monagas, a unos 25 km al Oeste de la ciudad de Maturín, fue atribuido por PDVSA dentro del marco de la Segunda Ronda de Convenios Operativos celebrada en Noviembre del año 1993 a Total Oil and Gas Venezuela (55%) operador y a Amoco (45%) ahora BP, negociación que a partir del año 2006 quedó finalizada previo acuerdo entre MENPET y las empresas socias del convenio, en la actualidad este campo es operado en su totalidad por PDVSA.



Figura 2.1 Ubicación relativa de Jusepín
Fuente: Propia Características geológicas

El campo se localiza paralelamente entre las alineaciones estructurales de El Furrial-Carito-Coroza al Sur y Chaguaramal-Orocual al Norte. El yacimiento productor corresponde a la Formación Naricual superior y medio del Oligoceno ubicado a profundidades entre 15300 y 18000 pie bnm. La Formación Naricual desde el punto de vista sedimentológico está definida como un complejo deltaico que representa un amplio período progradante con cambios locales que definen sub-ciclos menores transgresivos-regresivos.

2.2.1 Estratigrafía del Area

De acuerdo al análisis de estratigrafía secuencial, la Formación Naricual en el Campo Jusepín está limitada en la base por una sección condensada regional que representa el tope de la Formación Caratas del Eoceno y caracterizado por un enriquecimiento de glauconita. Hacia el tope, la Formación Naricual está limitada por una superficie de máxima inundación, la cual marca el comienzo de la sedimentación de las lutitas de la Formación Carapita. El espesor total promedio de la Formación Naricual es de unos 1000 pie, y el espesor promedio de arena neta petrolífera varía entre 200 y 280 pie, pudiendo llegar hasta 400 pie.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Caracterización de Yacimientos

La optimización en la recuperación de reservas y el incremento de producción en yacimientos nuevos y particularmente en los maduros, es una necesidad creciente que requiere ser resuelta mediante una descripción y cuantificación más detallada y precisa de los yacimientos, es por tal motivo que surge la caracterización de yacimientos. El término caracterización de yacimientos ha surgido en las últimas

décadas para referirse a la descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento. Lake y Carroll (1986) definen una caracterización de yacimiento como un proceso que cuantifica las propiedades del yacimiento y reconoce la información geológica y las incertidumbres de la variabilidad areal. Añaden que la aplicación inmediata a este proceso es la simulación numérica. Tomando en cuenta todas estas definiciones se puede resumir que la caracterización de yacimientos es una descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento e incluye tanto el modelo estático de las rocas, como el modelo de los fluidos que contiene (modelo dinámico).

2.3.2 Modelo Estático de Yacimiento

El modelo estático de yacimiento es aquel que representa las propiedades del mismo que no presentan variaciones a través del tiempo, como es el caso de: porosidad, permeabilidad, espesor, tope, límites, fallas, ambiente de depositación, continuidad en dirección vertical y horizontal de las arenas, petrofísica de los lentes, litología y límites de la roca, que unidos a las pruebas de yacimientos como: datos de presión de formación, producción, pruebas de presión, permiten definir con mayor exactitud el yacimiento en estudio. Para esto es necesario un estudio completo del yacimiento que incluye los siguientes modelos: el modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y modelo dinámico.

2.3.2.1 Modelo Estructural

El objetivo de este modelo es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues, altos y bajos estructurales) del área de estudio. Este estudio se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos (discordancia y superficies de inundación), los cuales han sido previamente

interpretados de registros de pozos (Gamma-ray, Resistividad, Sónico, etc.) análisis sedimentológicos y bioestratigráficos de núcleos, muestras de canal y de pared.

2.3.2.2 Modelo Estratigráfico

El objetivo es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico. El estudio se inicia con la identificación e interpretación de las unidades cronoestratigráficas a partir de la correlación de los registros de pozo. La correlación se apoya en los principios de estratigrafía secuencial, la cual hace uso de la bioestratigrafía, sedimentología y análisis de perfiles para definir los marcadores de interés.

2.3.2.3 Modelo Sedimentológico

La caracterización sedimentológica comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer una geometría, distribución areal y calidad física de los depósitos sedimentarios que conforman los yacimientos. Esta información es integrada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer el modelo de las unidades de flujo y/o yacimientos presentes en el área de estudio. Se inicia con la identificación y codificación de las facies y las unidades sedimentarias a partir de afloramientos, muestra de núcleos, muestras de canal y pared.

2.3.2.4 Modelo Petrofísico

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio analizando sus núcleos.

La interpretación petrofísica de las arenas está basada en la aplicación de un método adecuado, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que relacionan las características de la formación con algunos factores obtenidos de registros de pozos, pueden obtenerse ciertas informaciones como: arcillosidad, porosidad efectiva, intervalos permeables, espesor de arena neta, profundidades de los intervalos de interés y localización de los contactos entre fluidos.

2.3.2.5 Modelo Dinámico

En este modelo se definen los tipos y estado de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de los datos dinámicos: Datos PVT, composición, permeabilidades relativas, presiones capilares e historia de producción, inyección y presión. La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción y las reservas totales. Una vez establecidas las condiciones dinámicas de los fluidos (PVT) y su relación con la roca, se procede al Balance de Materiales. Este balance permite determinar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio en el yacimiento (POES / GOES).

2.3.2.6 Análisis y Validación PVT

Se llama análisis PVT, al conjunto de pruebas basadas en los cambios de presión, volumen y temperatura del sistema de yacimiento (roca-fluido) que se hacen en el laboratorio para identificar las propiedades de los fluidos de un yacimiento petrolífero. Las muestras de fluido sobre las que se efectúan estas pruebas, pueden ser obtenidas de dos maneras distintas; muestras de fondo y muestras recombinadas. Las muestras de fondo se obtienen llevando un probador al fondo de un pozo en el yacimiento (preferiblemente cuando el yacimiento no se ha producido extensamente) y tomando una muestra en estas condiciones.

- **Validación o consistencia de los resultados de pruebas PVT.**

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medida en el laboratorio, y por esto es necesario chequear su consistencia antes de usarlo en estudio de yacimientos. A tal efecto, deben realizarse las siguientes pruebas:

- 1) **Linealidad de la función “Y”:** El procedimiento a utilizar es el siguiente: se grafica la presión Vs. Función “Y”. La Función “Y” es calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{(P_b - P)}{P \times \left[\left(\frac{V}{V_b} \right) - 1 \right]}$$

Ecuación 2.1.

Donde:

P_b= Presión de burbujeo, (Lpca).

P= Presión inferior a P_b, (Lpca).

V= Volumen bifásico a P, (cm³).

V_b= Volumen a P_b, (cm³).

El comportamiento de la función “Y” cerca del punto de burbujeo permite conocer si la presión de burbuja en laboratorio ha sido sobre o subestimada con relación a la presión de burbujeo real del crudo. Si el crudo presenta alto contenido de componentes no hidrocarburos (CO₂, agua, entre otros), la función “Y” se aleja de comportamiento lineal mostrando curvaturas o puntos alejados de dicha tendencia en los valores cercanos a la presión de saturación obtenida durante la prueba de liberación diferencial.

- 2) **Prueba de la desigualdad:** Una restricción importante que deben cumplir los datos PVT para que sean consistentes se debe a la prueba de la desigualdad la cual es calculada a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta Bod}{\Delta P} < Bg \times \frac{\Delta Rsd}{\Delta P} \quad \text{Ecuación 2.2.}$$

Donde:

ΔBod = Diferencial de factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

ΔP = Diferencial de Presión, (Lpca).

Bg = Factor Volumétrico del gas, (BY/PCN).

ΔRsd = Diferencial de la solubilidad del gas, (PCN/BN).

- 3) **Prueba de balance de masas:** Para realizar el balance de masas se requieren de los datos de gravedad API del crudo residual, la relación gas petróleo en solución (Rs) a diferentes presiones, el factor volumétrico del petróleo (Bo) a diferentes presiones y la gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación. Esta prueba consiste en chequear si la Rs de la prueba de liberación diferencial es igual a la calculada por balance de materiales, la diferencia entre los dos valores no debe exceder el 5%.
- 4) **Prueba de densidad:** Se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de datos de las pruebas de separadores. Esta prueba se considera válida si la diferencia no es mayor de 5%, la densidad recombinada matemáticamente se calcula de la siguiente forma:

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o \times \rho_w}{B_{ofb}} + \frac{0.0763277}{B_{ofb}} [(\gamma_g \times R_s)_{sep} + (\gamma_g \times R_s)_{tanque}]$$

Ecuación 2.3.

Donde:

ρ_{ofb} = Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, (lb/bls).

ρ_w = Densidad del agua, (lb/bls).

B_{ofb} = Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

γ_g = Gravedad específica del gas separado, (aire=1).

R_s = Relación gas-petróleo en solución, (PCN/BN).

2.3.2.7 Presión del Yacimiento o Presión Estática del Fluido

La presión estática del fluido en un yacimiento es la que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. La misma denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión es igual a la que existe en la zona petrolífera. Por consiguiente, la presión del yacimiento es aquella que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción. La presión del yacimiento aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramientos o de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio.

Es muy importante la presión del yacimiento porque es ésta la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos. La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento. Se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo y el

yacimiento que lo contiene y de fuerzas concomitantes como la sobrecarga que representan las formaciones suprayacentes y/o agua dinámica subyacentes que puede ser factor importante en la expulsión del petróleo hacia los pozos.

2.3.3 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Punto de Burbuja

- 1) **Subsaturados:** Yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja, (punto A, Figura 2.5.). Inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza. Eventualmente, el gas librado se aglutina hasta tener condiciones de flujo hacia al pozo en cantidades cada vez mayores. Contrariamente, el flujo de crudo decrece gradualmente y en la etapa de depleción permanece mucho crudo en el yacimiento.
- 2) **Saturados:** Yacimientos cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida. Puesto que la composición del gas y el crudo son completamente diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío y podría ser retrógrada o no retrógrada (yacimiento de gas).

2.3.4 Mecanismos de Producción

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan los fluidos hacia los pozos del yacimiento. La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formación de la roca y de acumulación de los hidrocarburos, y a las condiciones de presión y

temperatura existentes en el yacimiento, los mecanismos de producción son los siguientes:

- a) **Empuje por expansión de la roca y los fluidos:** Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo y, por lo tanto, todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida. Cuando se perfora un pozo en un yacimiento, la producción de lo líquidos favorece una reducción de presión que, a su vez, genera una expansión del petróleo y del agua del yacimiento.
- b) **Empuje por gas en solución:** Está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbujeo, (yacimiento saturado). Debido a esta condición, a medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos (gas) presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase, lo cual contribuye a un empuje hacia los pozos.
- c) **Empuje por capa de gas:** Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentran sometidos a presiones menores que la de burbujeo, (yacimientos saturados), en este caso los componentes livianos de los hidrocarburos (gas) se irán separando de la fase líquida y todos o buena parte de ellos migrarán, debido a su gravedad a la parte alta de la estructura. De esta manera se conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, normalmente llamada capa de gas.
- d) **Empuje hidráulico:** La presencia de agua durante el proceso de formación de las rocas que almacenan hidrocarburo, permite identificar la expansión del agua como un mecanismo de empuje que es conocido como empuje hidráulico. Este

mecanismo de empuje debe ser considerado cuando exista, asociado a la zona de petróleo, una porción de roca con una alta saturación de agua. Esta porción del yacimiento recibe el nombre de acuífero.

- e) **Empuje por gravedad:** Este empuje es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidad.

2.3.5 Reservas

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados. Ellos constituyen el capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia.

- **Clasificación de las reservas**

Existen diversos criterios para clasificar las reservas. Sin embargo dada la relación de propiedad de los yacimientos que mantiene el estado venezolano, se establece la clasificación de Reservas del Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas, en probadas, probables y posibles.

De acuerdo a la certidumbre de ocurrencia:

- a) **Reservas probadas:** Son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones

operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.

- b) **Reservas probables:** Están dadas por los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.
- c) **Reservas posibles:** Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

Según las facilidades de producción, las reservas probadas se clasifican en:

- a) **Reservas probadas desarrolladas:** Las reservas probadas desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción.
- b) **Reservas probadas no desarrolladas:** Volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los

pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

De acuerdo al método de recuperación:

- a) **Reservas primarias:** Son las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.
- b) **Reservas suplementarias:** Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

Recursos por descubrir: Cantidades de hidrocarburos que, en una fecha determinada, se estiman podrían existir en acumulaciones y yacimientos aun no descubiertos, pero que se presume su existencia sobre la base de la información de geología de superficie, sensores remotos, gravimetría, sísmica y/u otros métodos.

2.3.6 Métodos para el Cálculo de Reservas

El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos,

entre estos métodos tenemos: determinísticos, dinámicos o de comportamientos, y por último métodos probabilísticos.

1) Métodos determinísticos

Es el más usado en la estimación de reservas en el ámbito internacional. Si se conociera el verdadero valor de cada uno de los parámetros utilizados en la estimación de las reservas, se tendría como resultado un solo valor verdadero o determinístico, sin embargo, debido a las incertidumbres en los datos geológico, de ingeniería y económicos se utilizan valores puntuales que representan los mejores estimados de los parámetros para estimar reservas, entre los métodos determinísticos tenemos: analogía y el método volumétrico.

- **Analogía:** Está dirigido a casos donde la información básica del yacimiento no ha sido definida y se requiere utilizar datos de yacimientos conocidos, con características geológicas y petrofísicas similares, como profundidad, porosidades, entre otros. Este método es el menos exacto de todos los métodos y se utiliza cuando se descubre un yacimiento o sea en la primera etapa de la vida de un yacimiento. Este también se utiliza en combinación con otros métodos para asegurar que los resultados sean más confiables.
- **Método volumétrico:** Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original En Sitio (POES, GOES y COES) con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos. Las reservas originales iniciales representan una fracción del POES y se determinan multiplicando este por el factor de recobro total que es la suma de los factores de recobro primario y secundario, dependiendo si es la energía propia o natural del yacimiento o adicional suplementaria la que hace

que el petróleo sea producido. Este método es el adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo como Método Oficial para el cálculo de las reservas.

- **Petróleo y gas asociado**

Cálculo del petróleo original en sitio (POES):

$$POES = \frac{7758 \times A \times h \times \Phi \times Soi}{Boi} \quad (BN) \quad \text{Ecuación 2.4.}$$

Cálculo del gas en solución original en sitio (GOES):

$$GOES = POES \times Rsi \quad (PCN) \quad \text{Ecuación 2.5.}$$

Cálculo del gas original en sitio de la capa de gas (GOES):

$$GOES = \frac{43560 \times V \times \Phi \times Sgi}{Bgi} \quad (PCN) \quad \text{Ecuación 2.6.}$$

Donde:

V= Volumen, (Acre-Pie).

A= Área, (Acre).

h= Espesor, (Pie).

Φ= Porosidad, (Fracción).

Soi= Saturación de Petróleo Inicial, (Fracción).

Sgi= Saturación de Gas Inicial, (Fracción).

Sgci= Saturación del Gas Condensado Inicial, (Fracción).

Boi= Factor Volumétrico del Petróleo Inicial, (BY/BN).

Bgi= Factor Volumétrico del Gas Inicial, (PCY/PCN).

Rsi= Relación Gas Petróleo Inicial, (PCN/BN).

2) Dinámicos o de comportamiento: Los métodos dinámicos utilizados en la determinación de reservas son los más conocidos y se basan en el análisis de comportamiento del yacimiento y comprenden el análisis de las curvas de declinación de producción, el balance de materiales y los modelos de simulación numérica de yacimientos, entre los métodos dinámicos se encuentran: curvas de declinación, balance de materiales y simulación numérica.

a) Cálculo por curvas de comportamiento de producción

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables. La aplicación del método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia.

En general, se busca un tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal para facilitar su extrapolación. Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”.

- **Tipos de declinación de producción**

Cuando se citan los tipos de declinación se está haciendo referencia a las causas que pueden influir en la declinación de producción, éstas pueden ser del tipo energético o mecánico.

- a) **Declinación energética:** Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de la energía del yacimiento o disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos.
- b) **Declinación mecánica:** La declinación mecánica está asociada a la disminución de la efectividad de los métodos de producción y problemas inherentes a la formación, como arenamiento, producción excesiva de asfáltenos, deterioro de la tubería de producción, problemas con las válvulas de levantamiento artificial, averías en las bombas electrosumergibles o alguna otra falla de índole mecánico que contribuya a la disminución de producción.
- c) **Declinación total:** Es la suma de la declinación energética mas la declinación mecánica.

- **Clasificación de las curvas de declinación**

- **Declinación exponencial:** Se dice que ocurre una declinación exponencial de la tasa de producción cuando la variación de la tasa de producción con el tiempo expresada como una fracción de ella misma es una constante. atemáticamente,este tipo de declinación se expresa de la siguiente manera:

$$-D = \frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q}$$

Ecuación 2.7.

Donde:

q = tasa de producción, (bls/días).

t = tiempo de producción, días.

D= es la constante de declinación exponencial, días -1.

- Declinación hiperbólica: Es aquella donde la variación del inverso de la constante de declinación con tiempo es una constante. La definición matemática de la declinación hiperbólica es la siguiente:

$$a = \frac{1}{D} = \frac{-q}{\frac{dq}{dt}}$$

Ecuación 2.8.

Donde:

D = tasa de declinación (días -1)

q = tasa de producción (bls/días)

t = tiempo de producción (días)

a = inverso de la declinación (días)

- Declinación armónica: La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando $b = 1$. La definición matemática de este tipo de declinación es la misma que la declinación hiperbólica.

b) Cálculo por balance de materiales

Uno de los principios fundamentales utilizados en ingeniería es la ley de la conservación de la masa. La aplicación de este principio a un yacimiento con el propósito de realizar la deducción cuantitativa del volumen de hidrocarburos presentes originalmente en dicho yacimiento y para la predicción del comportamiento del fluido y la presión en el mismo, es lo que se conoce como “El Método de Balance de Materiales”. El método de balance de materiales provee un simple, pero efectiva alternativa para la estimación volumétrica no solamente del POES (petróleo original en sitio) y el GOES (Gas original en sitio), sino de las reservas en cualquier etapa, conociendo la depleción del yacimiento como consecuencia del vaciamiento del mismo. Una ecuación de balance de materiales es un planteamiento de los principios de conservación de masas.

$$\left(\begin{array}{l} \text{Masa Original de} \\ \text{Hidrocarburo} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{l} \text{Masa de Hidrocarburo} \\ \text{Producido} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{l} \text{Masa de Hidrocarburo} \\ \text{Remanente} \end{array} \right)$$

A diferencia del método volumétrico, el cual puede ser aplicado temprano en la vida del yacimiento, el método de balance de materiales no puede ser aplicado hasta después de algún desarrollo de la producción. Una comparación de los métodos Volumétrico y Balance de Materiales, puede proveer una medida cualitativa del grado de heterogeneidad del yacimiento y permite más argumentos precisos de las reservas.

c) Cálculo por simulación numérica

La simulación numérica de yacimientos, se puede definir como el estudio multifásico de fluidos y sus cambios de fase a través de un yacimiento, ya que este es considerado como un cuerpo de roca porosa y permeable saturada de petróleo, gas o agua. En general, las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos

son ecuaciones diferenciales parciales no lineales y requieren para su solución el uso de métodos numéricos. El objetivo de la simulación es proporcionar al ingeniero el diseño de una explotación confiable para predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos, bajo diferentes condiciones de operación

3) Métodos Probabilísticos: Este método usa el análisis estadístico de los datos y consiste en una revisión sistemática de cada uno de los parámetros que determinan la magnitud de las reservas, como área, espesor, porosidad, contenido de agua innata y la eficiencia de recuperación. Para cada elemento se puede determinar una distribución probable, entre un mínimo y máximo razonable.

2.3.7 Análisis Nodal

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

2.3.7 Evaluación Económica de Proyectos

Es una herramienta que permite disponer de argumentos, para la toma de decisiones financieras. Como norma general, todas las propuestas de inversión firmes, que sean sometidas a la consideración y aprobación de una empresa, requerirán de una evaluación económica previa que determine la rentabilidad de la inversión a efectuarse, y la justificación desde un punto de vista económico de la ejecución del programa o proyecto, y por tanto, su inclusión en el presupuesto de inversiones.

2.4 TÉRMINOS BÁSICOS

Acuífero: Los acuíferos son acumulaciones de agua presentes en las rocas que pudieran o no estar conectadas al yacimiento.

Exploración: Planeamiento, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicas y otros, así como la perforación de pozos exploratorios y demás actividades conexas necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos confirmatorios para la evaluación de los reservorios descubiertos.

Factor de recobro (FR): Es la relación que existe entre el volumen de Reservas originalmente recuperables y el volumen original en sitio, POES, COES o GOES. Generalmente se expresa como un porcentaje.

Factor volumétrico del petróleo (BY/BN): Es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento la unidad volumétrica del fluido a condiciones normales.

Formación: Son estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Gas original en sitio (GOES): Es el volumen total estimado, a condiciones normales, de gas contenido originalmente en yacimiento.

Gravedad API: Es una escala arbitraria del Instituto Americano del Petróleo, que guarda relación con la gravedad específica del petróleo y sus derivados.

Incertidumbre: Grado de desconocimiento relacionado a las reservas de hidrocarburos existentes, puede derivarse de una falta de información o incluso por que exista desacuerdo sobre lo que se conoce o podría conocerse.

Pozo de delineación ó avanzada: Este pozo permite modelar la estructura que encierra el yacimiento, por lo que el propósito de la evaluación, es coleccionar toda la información que permita tal definición y por lo tanto poder diseñar el esquema de desarrollo del yacimiento.

Pozo de desarrollo: Es aquel pozo perforado dentro de un área probada de un reservorio de petróleo o gas a una profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe es productivo.

Pozo exploratorio: Es aquel pozo perforado como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos. Un pozo exploratorio puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productiva dentro de un campo existente.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Se considera esta investigación enmarcada en un carácter descriptivo correlacional, ya que se describió la caracterización dinámica del sistema, con la finalidad de conocer la composición, características y comportamiento del fluido en el yacimiento Naricual Superior Medio, a través de la integración del modelo estático y dinámico. Según Arias, F. (2006) “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p.24).

Así mismo se consideró que el proyecto es correlacional debido a que permitió determinar la asociación existente entre las variables relacionadas con el yacimiento Naricual Superior Medio (producción, presión, inyección, parámetros PVT, propiedades petrofísicas, entre otros), y el comportamiento de este.

Según Ary, Jacobs y Razavieh (2006), “los estudios correlacionales son un tipo de investigación descriptiva que trata de determinar el grado de relación existente entre las variables” (p. 26).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La estrategia implementada para lograr dar respuesta al problema planteado, permite definir el diseño de la investigación bajo la estructura del modelo de Campo No-Experimental, puesto que consiste en “la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes” (Arias, 2006, p. 31).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población o universo por estudiar, según Arias, F (2006) se concibe como un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación (p.81). Para el estudio en consideración, la población o universo estuvo representada por el yacimiento Naricual Superior Medio el cual es el sistema que se pretende evaluar. La muestra es un “subconjunto representativo de la población, Morles (citado por Arias, 2006). En este caso, la muestra estará representada por 17 pozos los cuales han sido perforados y completados en este yacimiento.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

El estudio se basó principalmente en la determinación de un modelo dinámico de Yacimiento, el cual se realizó a través de la integración de información estática y dinámica, usando diversas herramientas y aplicaciones como OFM, SIGEMAP, PRIZM, MBAL, entre otras. A continuación se presenta un diagrama esquematizado (Figura 3.1.) de la metodología que se aplicó en este trabajo:



Figura 3.1 Flujograma de trabajo aplicado en el estudio

Fuente: Propia Recopilación y revisión de la información geológica y de producción.

Primeramente se recopiló y obtuvo toda la información necesaria del Yacimiento Naricual Superior Medio y los 17 pozos en estudio, desde su completación original, siguiendo con información estática y dinámica del campo Jusepín. Todo este conjunto de datos fueron manejados mediante carpetas de pozos, fichas de pozos digitalizadas (SIMDE), reportes de producción e informes técnicos, además de estudios previos realizados al área, para finalmente generar una base de datos. Esta etapa se realizó durante todo el desarrollo del proyecto.

3.4.1 Revisión del Modelo Estático Disponible del Yacimiento para el Cálculo de Volumen Roca-Yacimiento

3.4.1.1 Interpretación del Modelo Estructural

La finalidad de esta etapa fue obtener una nueva interpretación del modelo estructural del campo Jusepín por parte del proyecto Travi Cotoperí basado en la información proveniente de los pozos perforados en el área de estudio y campo adyacentes como Cotoperí, Chaguaramal, Santa Barbara, Travi, Boquerón, Orocual, Furrial, entre otros, además de estudios previos realizados en el área. Cabe destacar que este modelo se elaboró en forma simultánea con los modelos estratigráfico y sedimentológico interpretados por el proyecto.

3.4.1.2 Interpretación del Modelo Estratigráfico

Este modelo fue determinado por el proyecto Travi- Cotoperí, específicamente a través de correlaciones de registros eléctricos pozo- pozo y secciones estratigráficas, elaboradas de forma estratégica para visualizar la continuidad lateral de las arenas en estudio, espesores promedios, existencia de adelgazamiento de arenas, entre otras. La interpretación se realizó por medio de secciones en dirección Oeste-Este las cuales atraviesan pozos de toda el área donde se puede visualizar el

comportamiento de las arenas en toda su extensión lateral. Para el caso de las secciones estratigráficas se designó un marcador lutítico para la correlación, el cual corresponde a una superficie de máxima inundación (MFS) (Tope de Naricual), que fue determinada en estudios previos de bioestratigrafía y sedimentología, una vez establecido el marcador lutítico en los perfiles de los pozos, se colgaron las secciones estratigráficas del datum respectivo.

Las secciones realizadas se llevaron a cabo bajo la plataforma OPENWORKS (Landmark), donde fueron cargados los registros de los pozos, la data correspondiente a topes y bases estructurales, marcadores lutíticos, datum y coordenadas de los pozos. A partir de esta información se construyó las secciones mediante la aplicación STRATWORKS (Correlation) de OPENWORKS.

3.4.1.3 Interpretación del Modelo Sedimentológico

La interpretación de este modelo fue realizada con la ayuda de especialistas en sedimentología pertenecientes al proyecto Travi-Cotoperí. El análisis de facies para la zona de interés fue descrito en base a la descripción macroscópica de los núcleos, análisis petrográficos y de la interpretación de registros de pozos. La definición de la unidades sedimentarias y los ambientes deposicionales asociados, se realizó a partir de la integración del estudio de facies y del análisis de las características sedimentarias presentes en los yacimientos.

3.4.1.4 Interpretación del Modelo Petrofísico

La finalidad de la evaluación petrofísica del intervalo Naricual Superior Medio, fue suministrar las propiedades petrofísicas de la roca (porosidad, arcillosidad y saturación de agua), las cuales permitieron realizar cálculos de arena neta y arena neta petrolífera, además de la elaboración de mapas de isopropiedades (porosidad,

saturación de agua), que permitieron observar el comportamiento y tendencia en toda la extensión del área, ayudando así a definir el modelo estático de los yacimientos en estudio.

Para el desarrollo del estudio se tomaron como referencia los 17 pozos del área, es importante destacar que de estos 17 pozos seleccionados para el proyecto, solo 6 perforaban completamente el intervalo de interés, es decir, se visualizaba tanto el tope (MFS_OL4) como la base (OL1) del intervalo Naricual Superior Medio, estos pozos se encontraban cargados en la base de datos ya validados y con las especificaciones necesarias para realizar el análisis. La evaluación petrofísica se realizó con la aplicación PRIZM de Geographix.

a) Determinación de parámetros fijos

- **Resistividad del agua de formación m , n , y a .**

Por no poseer información de muestras de agua reportadas en las pruebas DST y producción efectuadas a los pozos del campo Jusepín, que describan el valor de R_w , fue tomada como referencia la resistividad reportada en prueba DST realizada al pozo COT-2X por ser un pozo vecino al área de interés, el valor de resistividad del agua de formación utilizado en el modelo fue de 0,065 ohm.m determinado a partir de una salinidad de agua de formación de 32000 ppm según informe técnico (Final Geological Report Jusepín Cotoperí-2X, June 1999), esta documentación también fue de gran relevancia para obtener los valores de Exponente de Saturación (n), Factor de Cementación (m) y Coeficiente de Tortuosidad (a), se tomaron para “ m y n ” un valor estimado de 2 y para “ a ” un valor de 1, que son valores promedio de los yacimientos más comunes de la Cuenca Oriental.

- **Densidad de la matriz (ρ_{matriz}), Densidad del fluido (ρ_{fluido}) y Resistividad de la arcilla (R_{sh})**

En el caso de la densidad de la matriz se designó el valor de acuerdo a las características presentes en el campo, las cuales corresponden a una matriz de roca arenisca (cuarzo) (2.65 gr/cc), un valor de densidad del fluido igual a la del agua (1 gr/cc), y por último un valor de resistividad de la arcilla de 2 ohm.m. Estos valores fueron suministrados por el proyecto Travi-Cotoperí, PDVSA Guaraguao.

b) Determinación de parámetros variables.

- **Índice de arcillosidad (V_{sh})**

Este parámetro, se determinó mediante el uso del registro Gamma Ray, en este caso en especial, el volumen de arcilla se determinó a través del modelo lineal. En la determinación del volumen de arcilla (V_{sh}) a través del perfil de rayos gamma, se utilizó la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{leído} - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \quad \text{Ecuación 3.1.}$$

Donde:

V_{sh} = Volumen de arcilla.

$GR_{leído}$ = Gamma ray leído.

GR_{clean} = Gamma ray limpio (mínimo).

$GR_{máx}$ = Gamma ray sucio (máximo).

- **Porosidad (ϕ)**

El cálculo de porosidad se realizó por el método de densidad (Ecuación 3.2.) ya que informes petrofísicos del área indicaban que habían observado problemas cuando realizaban interpretaciones usando la combinación neutrón-densidad, Posteriormente se calculó la porosidad efectiva (corrección por arcilla) de cada pozo mediante la Ecuación 3.3.

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Ecuación 3.2.

Donde:

ϕ_d = Porosidad del registro de densidad.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz. (Usualmente se usa la de cuarzo que es 2.65 gr./cc).

ρ_f = Densidad del fluido. (Usualmente se usa la del agua que es 1 gr/cc).

ρ_b = Lectura del registro de densidad en la zona de interés.

Luego se calculó la porosidad efectiva.

$$\phi_e = \phi_d \times (1 - V_{sh})$$

Ecuación 3.3.

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva.

V_{sh} = Volumen de arcilla. (Obtenido por el Modelo Lineal).

- **Saturación de agua (S_w)**

Uno de los objetivos básicos en los análisis de los registros es determinar el porcentaje de saturación de petróleo, gas y agua ocupando el espacio poral de las

rocas del reservorio. Para calcular la saturación de agua, se utilizó la ecuación de Archie por considerarse que en esta zona las arenas poseen bajo índice de arcillosidad, además de obtenerse buenos resultados y ser la más utilizada en el área de estudio, de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$S_w = \sqrt[n]{F \times \frac{R_w}{R_t}} \quad \text{Ecuación 3.4.}$$

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \quad \text{Ecuación 3.5.}$$

Donde:

S_w= Saturación de agua, (fracción)

m= Factor de cementación, (adimensional)

n= Exponente de saturación (adimensional)

a= Coeficiente de tortuosidad (adimensional)

F= Factor de formación

R_w= Resistividad del agua de formación, (ohm.m)

R_t= Resistividad verdadera de la formación, (ohm.m)

Φ= Porosidad, (fracción)

c) Determinación de parámetros de corte

Los parámetros de corte para el intervalo Naricual Superior Medio, fueron establecidos de acuerdo a la revisión de análisis petrofísicos ejecutados anteriormente a los pozos del área por la compañía TOTAL y estudios previos realizados por el proyecto Travi – Cotoperí, toda esta información previa, unido a las observaciones de los diferentes registros y la ayuda del programa PRIZM fueron de gran importancia en la determinación de los valores de corte establecidos en el análisis petrofísico de esta investigación.

d) Elaboración de los mapas de isopropiedades

Estos mapas fueron elaborados con los datos provenientes de la evaluación petrofísica de los pozos en estudio; se obtuvo un sumario que contiene la información de Arena Neta Petrolífera (ANP), Porosidad Efectiva y Saturación de Agua. A partir de estos datos se elaboraron los Mapas de isopropiedades en el programa SIGEMAP en la plataforma de Microstation; cuya finalidad fue ver la distribución de las propiedades en el intervalo Naricual Superior Medio, para así evaluar la prospectividad del área en estudio.

3.4.1.5 Cálculo de Petróleo Original en Sitio por el Método Volumétrico

Para el cálculo del petróleo original en sitio (POES) en cada una de los paneles (central, este y oeste), se aplicó la Ecuación 3.6., utilizando los valores promedios de porosidad, saturación de agua de acuerdo al modelo petrofísico interpretado en el área. En cuanto al factor volumétrico para el panel este y oeste fueron designados de acuerdo a los informes PVT, mientras que para el panel central el Boi fue determinado mediante la definición de compresibilidad (Co) de acuerdo a la correlación de Vázquez y Beggs (Ecuación 3.9.).

$$POES = \frac{7758 \times V \times \phi \times (1 - SW)}{Boi} \quad (BN) \quad \text{Ecuación 3.6.}$$

$$Bo = Bob \times [1 - Co \times (Py - Pb)] \quad (BY/BN) \quad \text{Ecuación 3.7.}$$

$$\begin{aligned}
 \mathbf{Bob} = & 1.022 + 4.587 * 10^{-4} \times \mathbf{Rs} - 2.009 * 10^{-6}(\mathbf{Ty} - 60) \times \left(\frac{\mathbf{^{\circ}API}}{\mathbf{\gamma g}}\right) \\
 & + 17569 * 10^{-9} \times \mathbf{Rs} \times (\mathbf{Ty} - 60) \times \left(\frac{\mathbf{^{\circ}API}}{\mathbf{\gamma g}}\right)
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.8.

$$\mathbf{Co} = \frac{-1433 + 5\mathbf{Rs} + 17.2\mathbf{Ty} - 1180\mathbf{\gamma gsp} + 12.61\mathbf{^{\circ}API}}{\mathbf{P} * 10^5} \quad (\mathbf{Lpc}^{-1})$$

Ecuación 3.9.

D onde:

POES= Petróleo original en sitio (BN).

V= Volumen de roca (Acres-Pie).

φ= Porosidad promedio (fracción).

Sw= Saturación promedio de agua (fracción).

Boi= Factor volumétrico a la presión inicial (BY/BN).

7758= Factor de conversión para llevar de acre-pie a BN.

Bo= Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

Bob= Factor volumétrico del petróleo al punto de burbujeo (BY/BN).

Co= Coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo (Lpc-1).

Py= Presión del yacimiento (Lpca).

Pb= Presión de burbujeo (Lpca).

Rs = Relación gas-petróleo en solución (PCN/BN).

Ty = Temperatura del yacimiento (°F).

°API= Gravedad °API del petróleo.

γ_{gsp}= Gravedad específica del gas (aire=1 adimensional).

3.4.2 Analizar el Comportamiento de Producción, Inyección, Presión y Pruebas PVT Disponibles

3.4.2.1 Análisis del Comportamiento de Presiones

Para la realización del modelo de presión se contó con la data recopilada de pruebas BHP, BUILD UP, la cual fue procesada a través del programa Oil Field Manager (OFM), para luego ser graficados con respecto al tiempo, con la finalidad de observar la similitud en el comportamiento de presión entre los yacimientos. En el Apéndice D, se muestra una tabla de datos con las presiones al datum usadas en el modelo de presión de los yacimiento, con los cuales se realizó los gráfico de Presión versus Tiempo y Presión versus Petróleo Acumulado.

3.4.2.2 Análisis del Comportamiento de Producción e Inyección

En esta sección se realizó un análisis de los datos disponibles de producción e inyección de cada yacimiento en estudio. Se revisó información de: numero de pozos productores, inyectoros y abandonados, máximas tasas de inyección y producción observadas, historia de producción e inyección por pozo y por yacimiento. En este sentido para llevar a cabo dicho análisis fue necesario realizar diferentes tipos de gráficas por pozo y por yacimiento (panel) utilizando la herramienta OFM (Oil Field Manager) en las cuales intervienen las variables responsables del comportamiento de producción tales como: tasa de petróleo, tasa de gas producido e inyectado, corte de agua, inyección de agua, petróleo, gas y agua acumulado, Relación Gas Petróleo (RGP), entre otras, ver reportes en Apéndice E.

3.4.2.3 Validación de Información PVT

El intervalo Naricual Superior Medio del campo Jusepín dispone de 11 análisis PVT en los diferentes pozos que lo integran. Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es fundamental que la muestra además de ser representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el yacimiento se debe comprobar que no existen errores de consistencia en los resultados de laboratorio; ésta consistencia se revisó a través de: chequeo de temperatura de la prueba, chequeo de condiciones de recombinación, prueba de densidad, prueba de balance de materiales, prueba de desigualdad y prueba de linealidad de la función “Y”.

3.4.3 Cálculo de Reservas Asociadas a través de Métodos Dinámicos

3.4.3.1 Balance de Materiales

Con el fin de validar los volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio determinados volumétricamente, y conocer qué tipo de mecanismos de producción han predominado en la vida productiva del yacimiento, se aplicó balance de materiales para los tres paneles en estudio a través del programa llamado Material Balance (MBAL), desarrollado por la empresa Petroleum Experts Inc. Este programa analiza el yacimiento como un tanque de dimensiones conocidas realizando los cálculos a través del método gráfico de la E.B.M dependiendo del tipo de yacimiento que se esté analizando cotejando este resultado con el método volumétrico el cual permite reproducir el comportamiento histórico de presión a través de regresiones no lineales; obteniendo de esta manera los fluidos originalmente en sitio.

Entre uno de los módulos que posee el programa M-Bal, se encuentra el cotejo histórico, el cual permite validar el POES obtenido volumétricamente utilizando el

método analítico y el método gráfico. El método analítico permitió validar el POES obtenido volumétricamente. Por otra parte el método gráfico, se utilizó paralelamente al método analítico, teniendo el mismo interés en la validación del POES volumétrico, utilizando la técnica de Havlena y Odeh, en la cuales se logro el ajuste de los datos de presión-producción-inyección a una línea recta a través del gráfico (F-We vs Et), cuya pendiente es el petróleo original en sitio.

3.4.3.2 Curvas de Declinación

El análisis de declinación fue realizado por panel para los tres yacimientos (Central, Este y Oeste) usando la herramienta Oil Field Manager (OFM). Primeramente se generaron curvas que involucraron parámetros fundamentales Q_0 Vs. Tiempo; luego a partir de estas, se visualizó y seleccionó un periodo de producción representativo de la vida del yacimiento, que permitiera establecer una tendencia lineal, para lograr una buena extrapolación de la curva, ya que una mala selección, conlleva a análisis erróneos.

Posteriormente se definió una tasa de abandono para el estudio correspondiente a 50 BNPD, esto debido a que, cuando el yacimiento presenta estas tasas de producción, por lo general no se considera rentable su mantenimiento. Es importante mencionar que no se estableció un valor fijo de tiempo (meses) que restringiera el análisis, las curvas de declinación se realizaron con tiempos de predicción diferentes para cada yacimiento; es decir, en el estudio el discriminante fue el límite económico. La declinación fue determinada en el periodo más estable del yacimiento y para esto se uso la herramienta gráfico de OFM, en la cual se observó el gráfico tasa real de petróleo vs. Tiempo. Con la ayuda de este gráfico se seleccionó el periodo donde la producción del yacimiento fue más estable.

3.3.4 Validación del Modelo Estático de Acuerdo a los Resultados de Reservas Obtenidos por Método Dinámicos

Después de haber obtenido los valores estimados de reservas volumétricamente y por Balance de Materiales, para los tres paneles del intervalo Naricual Superior Medio, correspondiente al campo Jusepín, se analizaron las diferencias y su relación con los diferentes datos empleados. En esta parte específicamente se analizó el impacto de la nueva interpretación estructural realizada por la sinergia del equipo Travi-Cotoperí, y de los cálculos volumétricos realizados a partir de este nuevo modelo estructural.

3.3.5 Propuesta de Plan de Explotación

Por último, luego de haber realizado todo los análisis correspondiente a la distribución de las reservas, declinación de presión del yacimiento, estudio del sistema de producción, características petrofísicas y calidad de los yacimientos asociados al intervalo Naricual Superior Medio del campo Jusepín, se procedió a jerarquizar los parámetros más importantes en el modelo para establecer una propuesta de explotación en la zonas más prospectivas y menos drenadas del área. La evaluación para la propuesta del plan de explotación se realizó mediante el procedimiento de análisis nodal. Este análisis fue realizado utilizando el programa analítico de optimización de producción “Wellflo”.

También durante esta última fase se realizó una evaluación económica de proyectos, en este estudio la propuesta de negocio surgidas del análisis nodal para continuar drenando las reservas remanentes de hidrocarburos fue ejecutada a través del programa SEE Plus (Sistema de Evaluaciones Económicas), el cual permite

determinar la viabilidad económica del proyecto mediante el cálculo de los indicadores económico (tasa interna de retorno, valor presente neto, eficiencia de la inversión, entre otros), una vez establecida las bases técnico-económicas las cuales comprenden renglones tales como: inversión de la tecnología a ser aplicada, capacidad de producción, precios, horizonte económico, entre otros.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados en este proyecto, las técnicas e instrumentos de recolección de datos que se utilizaron se describen a continuación:

3.5.1 Instrumentos

MBAL (Balance de Materiales): Es un simulador cero-dimensional de balance de materiales, esto significa que se basa en un modelo tipo tanque, que permite realizar el balance de fluidos del yacimiento, tomando en cuenta las energías del mismo, tales como la intrusión de agua, desplazamientos por gas en solución y por capa de gas. Este software se fundamenta en el principio de la conservación de la masa y de la energía y utiliza como base la ecuación general de balance de materiales. El programa MBAL fue diseñado por la compañía Petroleum Experts, Edinburgh-Scotland, bajo ambiente Windows.

OFM (Oil Field Manager): Oil Field Manager es una herramienta informática desarrollada por la Compañía Schlumberger (GeoQuest) para el monitoreo y control permanente de yacimientos; esta aplicación facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea, la cual provee un conjunto de opciones para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria.

SIGEMAP: El objetivo principal de la aplicación es proporcionar herramientas que faciliten el desarrollo o creación de mapas bajo la plataforma Microstation, esta herramienta permite entre todas sus funciones: Definir yacimientos, realizar el cálculo de volumen de reservas, administrar mapas de yacimientos, graficar parcelas, oficializar mapas, digitalizar diferentes tipos de elementos presentes en los mapas, aplicar normativas a los elementos para su correcta graficación y automatizar el proceso de actualización del mapa a una nueva normativa.

WELLFLO: Es un programa analítico diseñado por la empresa Edinburgh Petroleum Services (EPS) para la optimización de la producción, el cual permite modelar el comportamiento del pozo considerando todo el sistema de producción (yacimiento-pozo-línea-separador) de un campo, realizando sensibilidades con los diferentes escenarios reales o posibles de producción; además permite calcular el daño de formación considerando la zona dañada, la zona compactada, el efecto de penetración parcial, cañoneo e inclinación.

3.5.2 Técnicas

- **Revisión Bibliográfica:** A través de esta técnica se llevó a cabo la recolección de datos a partir de: libros pertenecientes a distintos autores, publicaciones, informes y/o reportes técnicos, carpetas de pozos, tesis previas, internet, etc.
- **Entrevistas no estructuradas:** Este tipo de entrevistas se practicaron mediante conversaciones establecidas con personas que laboran en el departamento de operaciones de la empresa en la cual se desarrolló la investigación, a fin de clarificar o consultar dudas surgidas en el transcurso de la misma.

3.6 RECURSOS

- **Recursos Humanos y Financieros**

Para la realización de este proyecto, se contó con el apoyo técnico de los profesionales que integran el proyecto Travi-Cotoperí, y el personal que labora en las instalaciones del Edificio sede de PDVSA Guaraguao. Así como también en la parte metodológica del proyecto fue complementado por profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

- **Recursos Tecnológicos, Materiales Bibliográficos**

La Gerencia de Proyectos Exploratorios, específicamente el Proyecto Travi-Cotoperí suministró todos los materiales, bibliografía e informes técnicos necesarios y existentes en los archivos y biblioteca del edificio, así como también una computadora con los paquetes necesarios, tales como: Oil Field Manager (OFM), MBAL, entre otros, además del acceso a la Intranet de PDVSA e Internet.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

La discusión de los resultados de este trabajo se realizó de forma cronológica con relación a los objetivos específicos planteados. La validación de la información enmarcada dentro de los límites del problema planteado, obtenida por medio del desarrollo del presente estudio genera los análisis de resultados que se presentan seguidamente:

4.1 RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y DE PRODUCCIÓN

Cuando se habla de una caracterización de yacimientos, nos estamos refiriendo a una serie de factores que constituyen el yacimiento como un todo y que han incidido en la formación general del mismo. Es por ello que el desarrollo de este trabajo fue realizado simultáneamente con el estudio geológico, por medio de la cual se obtuvieron los datos necesarios para la caracterización dinámica de el intervalo Naricual Superior Medio, perteneciente al campo Jusepín ubicado en el Norte del estado Monagas, que al final resulto ser tres yacimientos diferente ubicados en tres paneles llamados central, este y oeste, separados estructuralmente por fallas y ubicados en escamas diferentes como se muestra en la Figura 4.1

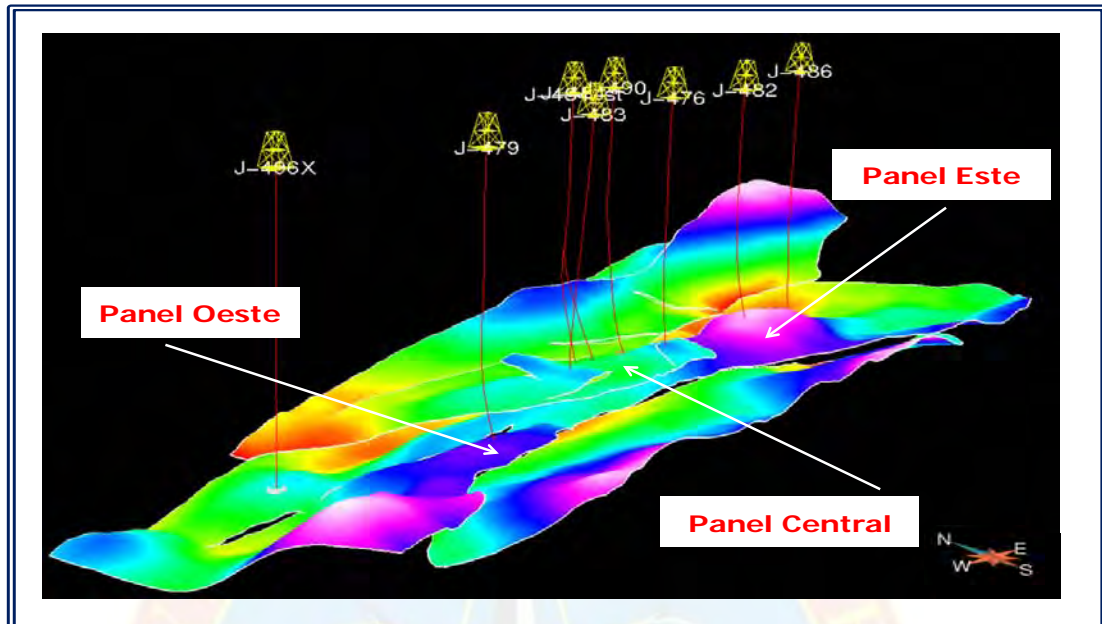


Figura 4.1 Visualización 3D de los paneles del campo Jusepín

Fuente: PGP Travi-Cotoperí

4.2 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN ROCA-YACIMIENTO

4.2.1 Interpretación del Modelo Estructural

La estructura de Jusepín corresponde a sobrecorrimientos paralelos al trend del Furrial, esta gran estructura está representada por un anticlinal de rampa alargado en sentido Oeste Suroeste-Este Noreste. Limita al Norte y al Sur por dos sobrecorrimientos, el primer corrimiento al Norte que separa a la estructura de los campos Orocuál, Chaguaramal y Cotoperí, mientras que al Sur se encuentra un segundo corrimiento que aísla la estructura del campo El Furrial. Al mismo tiempo esta estructura se encuentran divididas por fallas y rampas laterales las cuales configuran tres yacimientos diferentes ver Figuras 4.2. y 4.3. denominados:

Jusepín Panel Central: Localizado en la parte central del campo Jusepín, estructuralmente se encuentra en la escama superior del mapa estructural, denominada por el proyecto escama Cotoperí-Chaguaramal-Orocual, se ubica entre los corrimientos de Chaguaramal Sur y el corrimiento de Cotoperí según Figura 4.2.

Jusepín Panel Este y Oeste: Estos dos paneles se localizan en los dos extremos del campo Jusepín Este y Oeste, estructuralmente se encuentra en una escama mas profundar del mapa estructural, denominada por el proyecto escama Travi-Jusepín, tanto el panel este como el panel oeste tienen al norte el corrimiento de Cotoperí, como se muestra en la figura 4.3.

Tabla 4.1 Pozos pertenecientes a cada panel de estudio.

PANEL	POZOS PRODUCTORES	POZOS INYECTORES
CENTRAL	J 480, J 480, J 483, J 484, J 485, J 488,	J 490, J 491, J 492, J 494
ESTE	J 481, J 486, J 489	J 493, J 482
OESTE	J 487	J 479

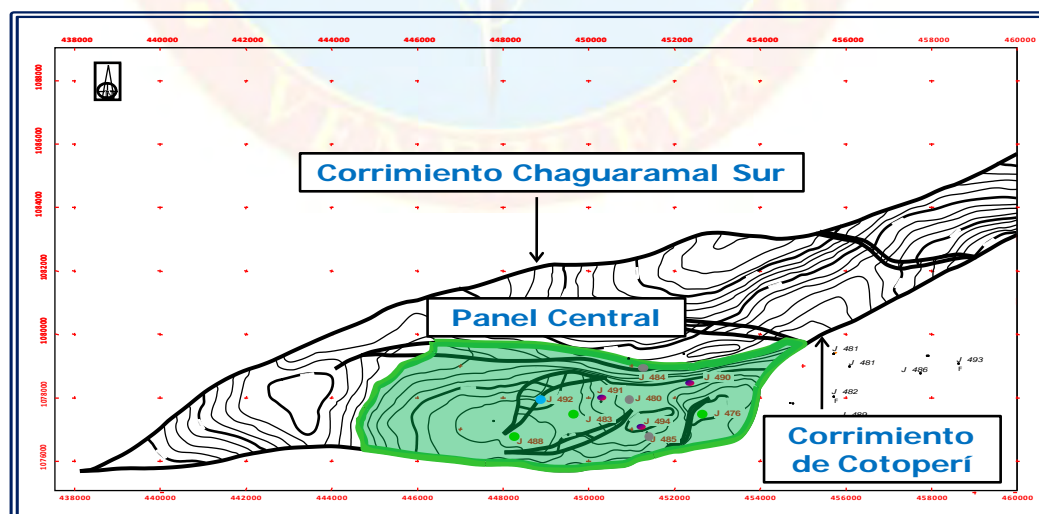


Figura 4.2 Mapa estructural del panel central
Fuente: Programa SIGEMAP, PGP Travi-Cotoperí

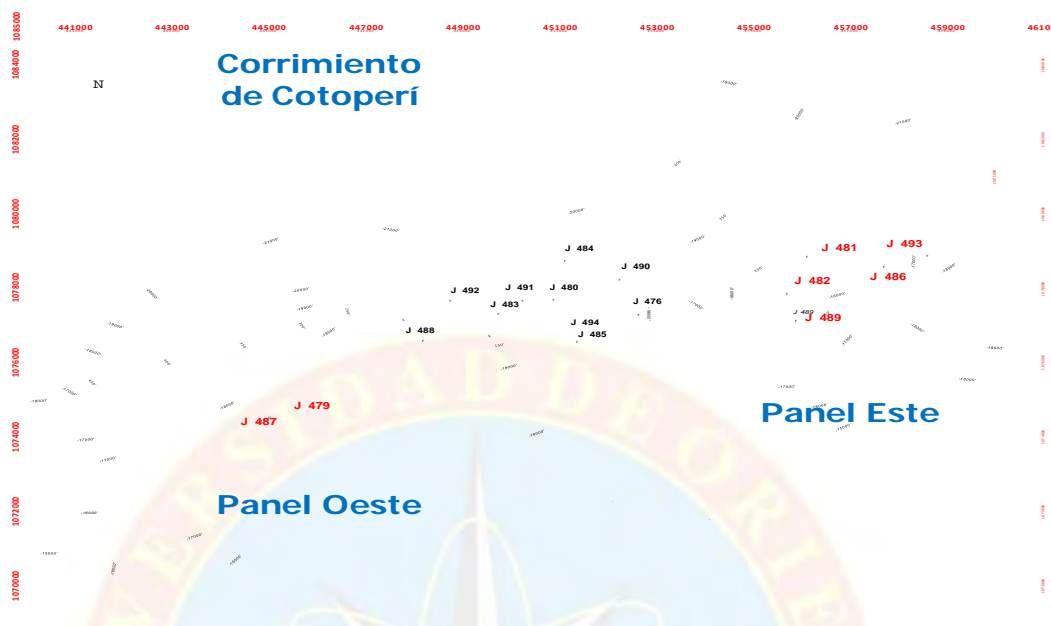


Figura 4.3 Mapa estructural del panel este y oeste

Fuente: Programa SIGEMAP, PGP Travi-Cotoperí

En el desarrollo de esta investigación se realizó una nueva interpretación del modelo geológico existente el cual estaba actualizado hasta el año 2005 por la compañía TOTAL. El panel central del área de estudio, corresponde a la zona con mayor extensión areal aproximadamente 7335 Acres, en segundo lugar se encuentra el panel este con una área de 5189 Acres, y por último el panel Oeste con 1879 Acres, estos valores de extensión areal son un poco mayores a los estimados en estudios anteriores por la compañía TOTAL, pero es importante mencionar que se trata de una nueva visión geológica es decir la geometría del campo varió con la nueva interpretación y que además se tomaron otros límites de yacimiento.

Por otra parte, es relevante mencionar que anteriormente esta empresa trabaja por un límite de convenio por ser una empresa operadora por terceros es decir operaban de acuerdo a la concesión entregada, tenían como nivel de referencia 16600

pie para el panel central, y 17700 pie tanto para el panel este como oeste, lo que difiere a la actualidad, ya que en este estudio los límites tomados fueron contornos estructurales de acuerdo a la existencia de hidrocarburo y a la presencia de fallas, correspondiendo a 18000 pie de profundidad.

Con respecto al modelo sedimentológico, de acuerdo a los análisis de núcleos del área, indicaron que estos contenían alto porcentaje de arena, restos carbonosos así como también intercalaciones de facies limo arcillas. También la interpretación paleoambiental se refirió a un delta subacuado depositado en forma de cuerpos de arenas lobulares en una plataforma marina.

El mapa resultante de la interpretación del modelo estructural ver Apéndice A, sirvió de gran aporte para la visualización de la ubicación de los pozos, distancia entre ellos, presencia de fallas, líneas estructurales y para el cálculo de volumen de roca en cada panel, este mapa en combinación con el mapa isópaco de arena petrolífera fueron indispensables en el cálculo de volumen, factor de gran importancia en la estimación del petróleo original en sitio (POES) volumétricamente.

4.2.2 Interpretación del Modelo Estratigráfico

La formación Naricual predominantemente arenosa, tiene su tope en la superficie de inundación MFS4 donde inicia la aparición de las arenas y su base corresponde a la superficie OLO ver Figura 4.4., donde Naricual desaparece por erosión y pasa abruptamente a la formación Caratas de edad Eoceno.

Las secciones estratigráficas muestran que en dirección Este los espesores de Naricual disminuyen, encontrándose los mejores espesores de arena en los pozos ubicados al Suroeste, es decir hacia el panel oeste del campo Jusepín, donde se

encuentran espesores de arena neta petrolífera aproximados de 400 pie a diferencia del panel este, que de acuerdo a los análisis petrofísicos se obtuvieron valores de 100 pie a 200 pie aproximadamente.

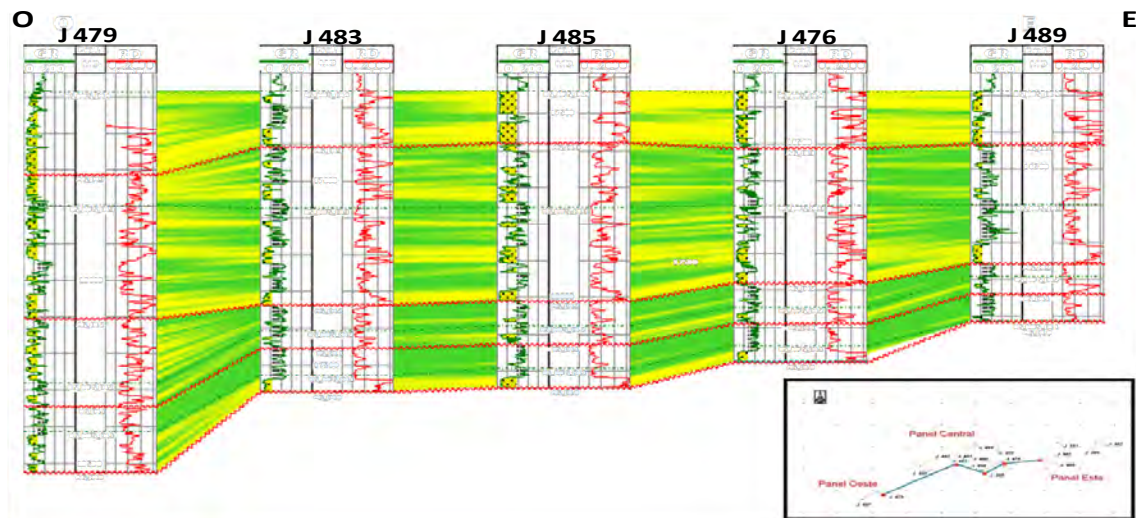
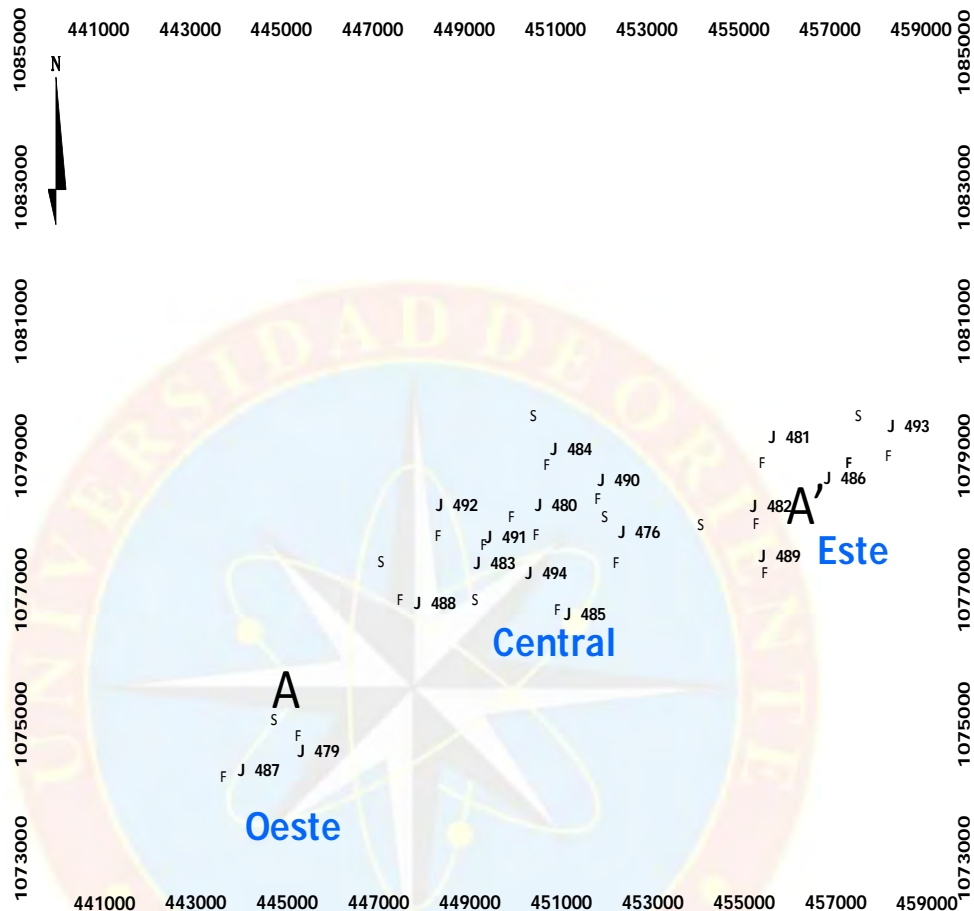


Figura 4.4 Sección estratigráfica
Fuente: Programa OPENWORKS, PGP Travi-Cotoperí

Figura 4.5 Mapa índice de sección estratigráfica



Fuente: Programa OPENWORKS, PGP Travi-Cotoperí

Tabla 4.2 Dirección y pozos que integran la sección estratigráfica

SECCIÓN	DIRECCIÓN	POZOS
A-A'	Oeste – Este	J 479, J 483, J 485, J 476, J 482

4.2.3 Interpretación del Modelo Petrofísico

Tabla 4.3 Sumario petrofísico

POZO	ANP (pie)	POROSIDAD (%)	SATURACIÓN (%)
J 476	221,5	10	14
J 479	360	10	17
J 481	199	9	16
J 483	172	9	15
J 486	157,5	10	13
J 491	191	8	17

En la Tabla 4.3. se puede observar que los pozos con las mejores características petrofísicas son el J 479 y J 476 ubicados en los panel oeste y central respectivamente debido a que estas poseen los mayores valores de arena neta petrolífera entre (220 y 360 pie), saturación de agua (14 y 17%), a pesar de poseer porosidades bajas de 10% típico de esta zona del norte de Monagas. El objetivo de la evaluación petrofísica fue la identificación de las características físicas de la roca donde se define la capacidad de producción del fluido con el fin de determinar con mayor certeza las propiedades y características del Yacimiento Naricual Superior Medio del campo Jusepín.

El cálculo de porosidad se determinó por el método de densidad porque la porosidad registrada usando el registro neutrón, era subestimada en comparación con porosidades medidas en núcleos y porosidades registradas usando solo el registro de densidad. Estos problemas podían ser causados por efecto de hidrocarburo, debido a la combinación de diesel y petróleo en la formación, y no a un verdadero efecto de gas, decreciendo la porosidad aparente del registro neutrón según informe de TOTAL Oil and Gas Venezuela (Petrophysical Interpretation Wells J 476X to J 494, COT-2X & COT-3, June 2005). Los parámetros de cortes establecidos fueron los siguientes:

- **Arena neta:** Se definió como todo aquel intervalo con un volumen de arcillosidad entre 3% y 40% ($3\% \leq V_{sh} \leq 40\%$).
- **Arena neta petrolífera:** Los espesores de arena neta petrolífera se definieron usando parámetros de corte tanto para la porosidad como para la saturación de agua. En cuanto a la porosidad, se utilizó como valor de corte una porosidad mayor de tres por ciento ($\phi > 3\%$); mientras que para la saturación se usó un corte de saturación de agua menor de 50 por ciento ($S_w < 50\%$), para definir así la presencia o no de hidrocarburos en los yacimientos evaluados.

4.2.3.1 Mapas de Isopropiedades

La elaboración de los mapas de isopropiedades se llevó a cabo a través del programa computarizado SIGEMAP. A continuación se describe las tendencias de cada atributo petrofísico estudiado del intervalo Naricual superior Medio, haciendo referencia a las zonas que presentaron características petrofísicas favorables.

De acuerdo al mapa de arena neta petrolífera Ver figura 4.6. se pudo visualizar que el panel oeste es el que muestra los mayores espesores de arena neta entre 200 y 400 pie aproximadamente, encontrándose los valores más altos hacia el oeste del panel. En segundo lugar se encuentra el panel central el cual ofrece valores de arena neta petrolífera que oscilan entre 150 y 250 pie de espesor, mientras que el panel este muestra un mejor desarrollo en el flanco norte del yacimiento en cuanto a valores de arena neta petrolífera donde se observan espesores que oscilan entre 150 y 200 pie aproximadamente.

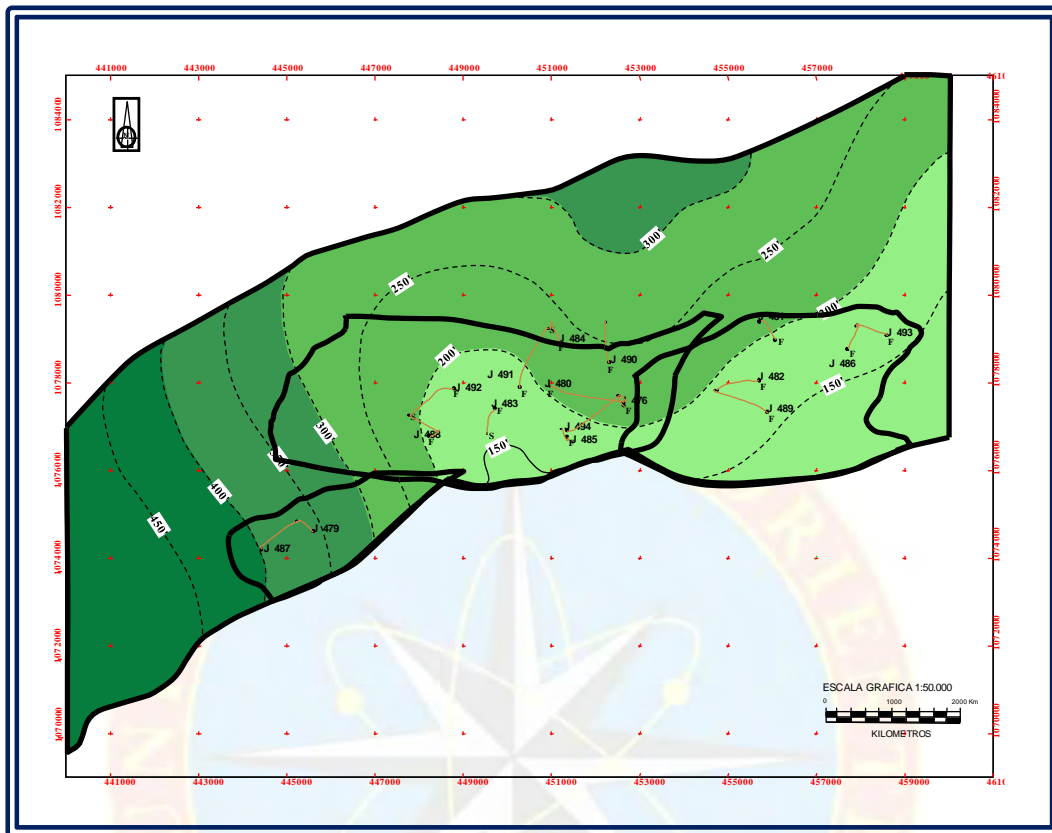


Figura 4.6 Mapa de distribución de arena neta petrolífera (pie).

Fuente: Programa PRIZM, PGP Travi-Cotoperí

En cuanto a la distribución de porosidad en los tres paneles de estudio, se observó lo siguiente: en el panel central esta propiedad oscila entre un rango de 6-11%, ubicándose los valores más altos hacia el sur de la estructura, luego en el panel este se observan valores de porosidad con una variación en el área entre 9% a 12%, por último está el panel oeste, encontrándose los valores más altos hacia el flanco sur del panel, esta área muestra valores de porosidad entre 9% y 11%. Por otra parte, se asumió que la disminución de la porosidad en esta área de estudio es función principalmente de la compactación de los sedimentos debido a la carga generada por las capas suprayacentes lo que genera la disminución del espacio

poroso, teniendo en cuenta que los pozos del campo Jusepín están completados a profundidades ente 16000 y 18000 pie. Ver Figura 4.7.



Figura 4.7 Mapa de distribución de porosidad (%).

Fuente: Programa PRIZM, PGP Travi-Cotoperí

En el mapa de saturación de agua (Figura 4.8.) del intervalo Naricual Superior Medio en el panel central, específicamente hacia el Norte del yacimiento se observan originalmente los mayores valores que oscilan entre el 15 y 20 %. Con respecto al panel este los valores de saturación se encuentran en el orden de 10 % y 20%, mientras que en el panel oeste los porcentajes de saturación de agua están en un intervalo de 15% a 18%.

En cuanto a los valores de saturación de agua para estos pozos durante las pruebas iniciales realizadas no reportaron contenido de agua y tampoco durante sus primeros años de producción, motivo por el cual esta zona representa un área de gran

importancia y muy prospectiva en materia de producción de hidrocarburo. De acuerdo a las diferentes características petrofísicas han permitido visualizar un área prospectiva para la explotación de la misma hacia el sur-este del Yacimiento, por poseer buen espesor de arenas, alta porosidad y bajas saturaciones de agua.



Figura 4.8 Mapa de distribución de saturación de agua (%).

Fuente: Programa PRIZM, PGP Travi-Cotoperí

4.2.4 Cálculo de Petróleo Original en Sitio por el Método Volumétrico

Para el desarrollo de este método se dispusieron del conocimiento de data básica correspondiente a cada yacimiento en estudio (obtenida del nuevo modelo geológico) y de los fluidos (obtenida del presente estudio, y correlaciones PVT), se calcularon las reservas iniciales para cada panel, éstas se calcularon por separado para cada yacimiento; basadas en el modelo estático con la aplicación determinística del método volumétrico, en donde el reconocimiento de la incertidumbre en los datos del

yacimiento se expresó a través del cálculo de valores promedio para estos datos. El resultado de esta aplicación permitió obtener un valor único de POES para cada panel.

El mapa isópaco (arena neta petrolífera) generado a partir de la evaluación petrofísica realizada al intervalo Naricual Superior Medio así como el mapa estructural interpretado por el proyecto Travi-Cotoperí fueron necesarios para realizar el cálculo de volumen de roca a través de la aplicación SIGEMAP. El contorno estructural definido como límite de los yacimientos fue (18000 pie TVDss), debido a la existencia y confirmación de hidrocarburos por pruebas DST y PLT (Production Logging Tool) a estas profundidades en pozos correspondiente a cada panel de investigación. Una vez obtenidos estos resultados de POES, se compararon con los valores oficiales reportados en los libros de reservas, para observar posibles similitudes o diferencias, además de ratificar la validez de la nueva interpretación estructural del área de Jusepín.

Por otra parte el factor volumétrico utilizado para el panel Este y Oeste fueron designados de acuerdo a los análisis PVT pertenecientes a cada región. Con respecto al panel Central no se disponía en el informe PVT disponible y validado, un valor de factor volumétrico, por lo tanto el Boi fue determinado de acuerdo a la definición de compresibilidad según la Ecuación 3.7., por encontrarse este panel por encima del punto de burbujeo y con solubilidad constante, es decir solo influye la compresibilidad del petróleo (C_o) en el cálculo de Boi, la C_o fue determinado de acuerdo a la correlación de Vázquez y Beggs, (Ecuación 3.8.). La información necesaria para la estimación del POES y GOES se muestra en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Datos usados en la determinación del POES y GOES volumétrico

PANEL	ÁREA (Acres)	VOLUMEN (Acres-pie)	Φ (Frac.)	Sw (Frac.)	Boi (BY/BN)	POES (MMBN)	GOES (MMMPCS)
CENTRAL	7335,74	1624560,94	0,09	0,16	1,88	507	1115,4
ESTE	5189,50	879405,99	0,1	0,14	2,128	276	483
OESTE	1879,75	614419,51	0,1	0,17	1,407	281	224,8

Es importante destacar que el Boi correspondiente al panel este muestra un valor elevado, en comparación a los dos paneles en estudio restantes, esto se debe básicamente a que existe variación composicional de las muestra con la profundidad, además que la muestra fue tomada en el primer pozo perforado en el panel y por tanto se encontraba en condiciones iniciales de yacimiento.

Tabla 4.5 Comparación de POES y GOES obtenidos en este estudio versus información existente en los libros de reservas

PANEL	POES (Oficial) (MMBN)	POES (ESTUDIO) (MMBN)	DIF. (%)	GOES (Oficial) (MMMPCS)	GOES (ESTUDIO) (MMMPCS)	DIF. (%)
CENTRAL	237,21	507	114	556,998	1115,4	100
ESTE	126,858	276	118	272,745	483	77
OESTE	152,828	281	84	98,574	224,8	128

Los valores del POES y GOES de este estudio presentan un incremento considerable en las tres zonas, central, este y oeste de acuerdo a la comparación entre los valores oficiales existentes en los libros de reservas y los realizados en esta investigación, esto se debe a factores tales como: el POES del estudio fue determinado tomando como referencia los resultados de los análisis estructurales y petrofísicos actualizados realizados por el proyecto Travi-Cotoperí en cada uno de los

yacimientos en estudio, además se partió de un nuevo mapa estructural así como una nueva interpretación petrofísica.

4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN, INYECCIÓN, PRESIÓN Y PRUEBAS PVT DISPONIBLES.

El modelo dinámico fue originalmente orientado, al igual que el modelo estático, a caracterizar el intervalo Naricual Superior Medio de la Formación Naricual, donde se comprobó que los Yacimientos ubicados en el Panel Central, Panel Este y Panel Oeste son independientes uno de otro. A continuación se detallan las etapas necesarias para desarrollar este modelo, que vienen a reforzar los análisis realizados en el modelo estático, con lo cual se demostró la existencia de unidades hidráulicas diferentes tanto por propiedades estática, como dinámicas.

4.3.1 Análisis del Comportamiento de Producción e Inyección

Cuando se habla de este tipo de análisis, se debe tener presente la importancia que el mismo representa para la caracterización de un yacimiento, debido que dichos gráficos representan la continuidad que ha tenido el yacimiento durante su producción (siempre y cuando, no exista ningún tipo de problema en la extracción de los hidrocarburos del yacimiento). Previo al análisis del comportamiento de producción realizado es necesario aclarar que se tomó como fecha de cierre Junio 2008.

Panel central

Este panel presenta una gran producción aportada por el pozo J 476, el cual fue el pozo exploratorio descubridor (Marzo de 1997) y el primero en producir,

reportando inicialmente altas tasas petróleo y gas durante sus dos primeros años entre 350 y 550 MBN mensuales, luego esta tasa sufre una declinación como lo muestra la Figura 4.9. debido a constantes trabajos para ajustar las presiones de cabezal, pruebas realizadas al pozo, trabajos con guaya, cambios de válvulas, problemas eléctricos, entre otros. Luego a este panel se le suma la producción del pozo J 483 (Julio 1999) y seguidamente el J 485 (Octubre 1999), este último pozo solo duró 2 meses activo debido a un alta RGP y bajas tasa de producción, ya que inicialmente reportaba tasas de petróleo y gas entre 38 MBN y 31 MMPCN mensuales, estos valores fueron declinando bruscamente a pesar de haberle realizado trabajos de reacondicionamiento para esperar una mejor respuesta, todo esto sin lograr lo esperado. Es entonces cuando este pozo es recompletado y se realizó una reentrada varios pie más arriba de la completación original, esta nueva reentrada no resulto satisfactoria porque reportó producción muy baja y se decide abandonar.

Posteriormente para Agosto del año 2001 comienza la producción del pozo J 488, el cual presenta una producción muy estable, solo afectado por pequeños problemas de fallas en equipos de superficie, ajustes de presión de cabezal, y cierres temporales para realizarles pruebas de producción al pozo. En general este panel es uno de los que presenta un comportamiento de producción estable con respecto a los otros dos paneles; el punto donde se ve un poco afectada su producción es el período del segundo semestre del año 1999 debido a operaciones de ajustes de presiones de cabezal y trabajos menores, luego de esto la producción se mantuvo muy estable con tasa alrededor de 450 MBN para el petróleo y 900 MMPCN de gas mensuales. Un segundo descenso en la curva de comportamiento de producción se observa en el año 2002 y esto debido a problemas en la nación debido al paro petrolero.

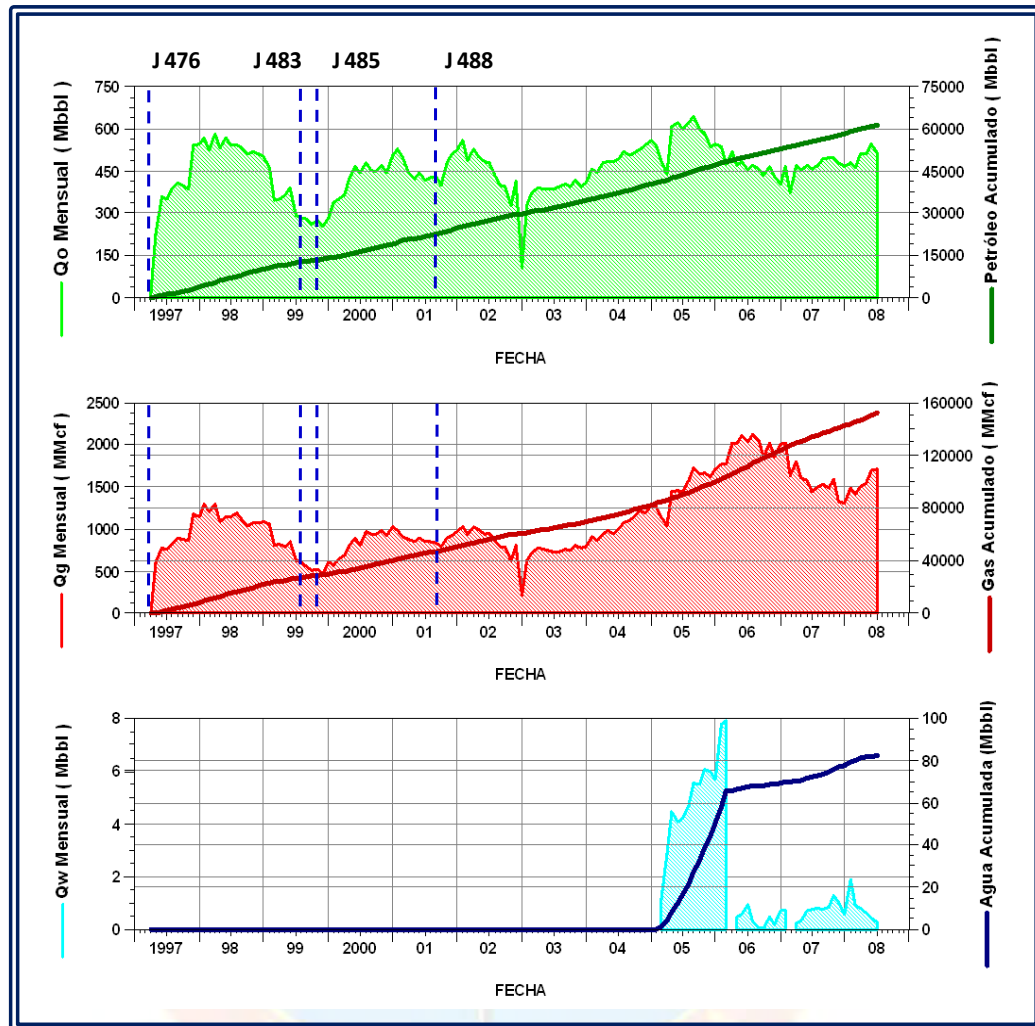


Figura 4.9 Comportamiento de producción del panel central
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

El período de agotamiento primario (agotamiento por flujo natural) de la energía contenida en el yacimiento, culminó en el 2002 cuando se da inicio al proyecto de inyección secundaria. La inyección en el panel central inicia en Octubre del año 2002 ver Figura 4.10. mediante el pozo J 490, seguido de los pozos J 491 (Febrero, 2003), J 492 (Enero, 2004 solo agua) y J 494 (Junio, 2004), comenzando a inyectar inicialmente solo gas y luego alternando agua para lograr un mejor y mayor barrido de las áreas menos drenadas. Con respecto a la producción de agua, este

yacimiento durante su periodo de agotamiento natural, no reportó muestra de agua, la producción de agua se empezó a obtener después de aproximadamente un año de la inyección de agua, lo que hace inferir que el agua producida es agua de inyección.

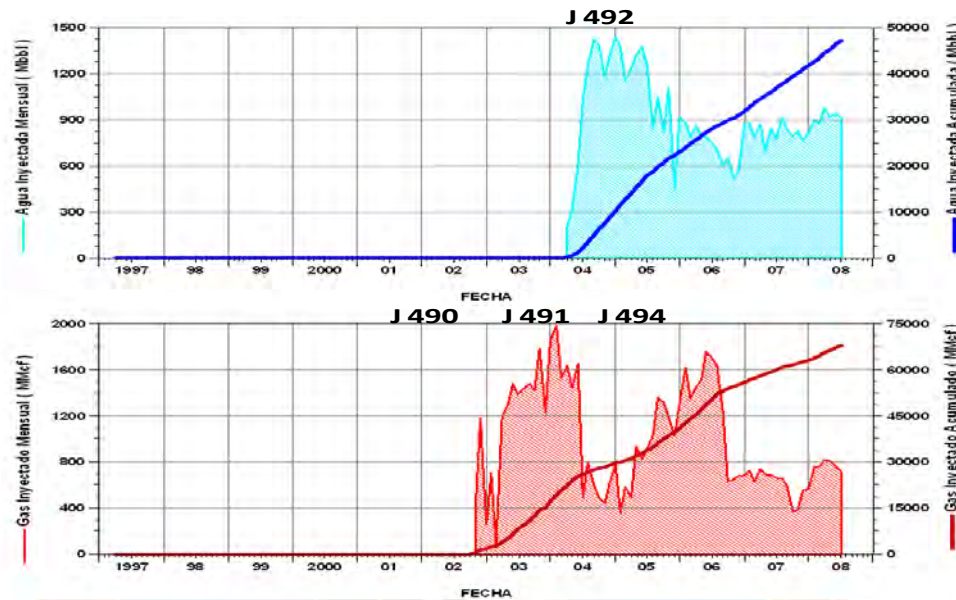


Figura 4.10 Comportamiento de inyección del panel central
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

Panel este

La producción asociada a este panel en su inicio estuvo representada solo por el pozo J 481 primer pozo perforado en esta área en Julio de 1998 según la Figura 4.11. con tasas de petróleo y gas de 400 MBN y 650 MMPCN mensuales respectivamente, luego de seis meses se une a esta producción el pozo J 482 (Enero 1999), logrando incrementar las tasas en el orden de 675 MBN y 1900 MMPCN, este comportamiento se mantuvo durante la mitad del año 1999, los seis meses restantes la producción declina debido a reparaciones en el pozo J 481 e instalación de equipos de comunicación que permitieran la conexión entre los nuevos pozos de esta panel, mantenimiento de los separadores y fallas eléctricas.

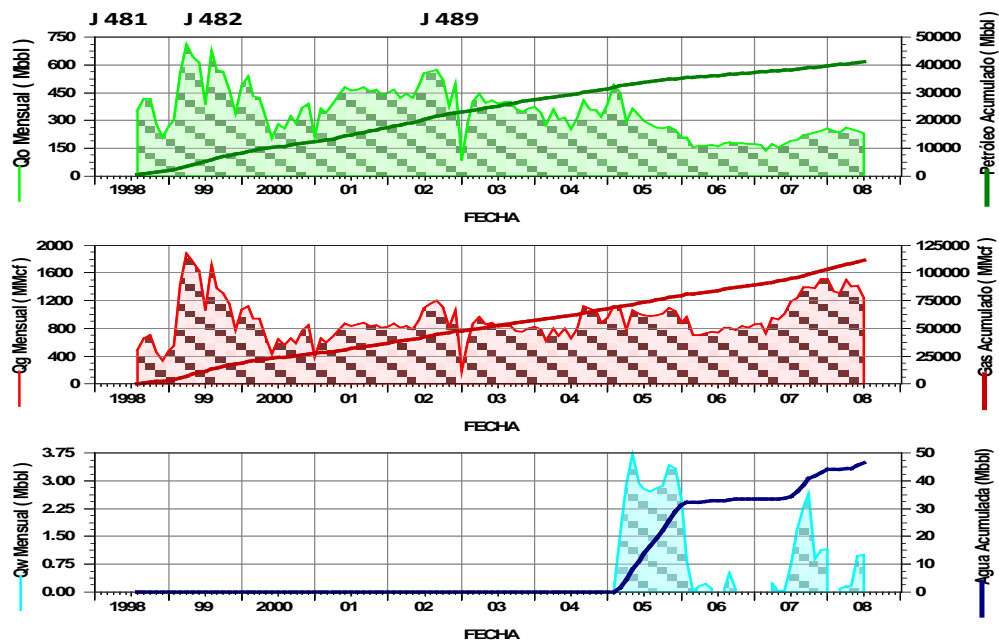


Figura 4.11 Comportamiento de producción del panel este
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

Este comportamiento similar sigue presentándose para el año 2000 y es entonces cuando se decide convertir el pozo J 482 (Diciembre 2002) a inyector de gas de acuerdo a la Figura 4.12. para incrementar las tasas que habían declinado hasta 370 MBN, luego de la inyección de gas la producción aumentó y se mantuvo estable durante los 5 años siguientes en el orden de 400 MBN y 1000 MMPCN. Cabe destacar que para Abril de 2002 se suma la puesta en marcha del pozo productor J 489 y en Mayo 2004 se inicia la inyección de gas a través del pozo J 493 posteriormente es convertido a inyector de agua.

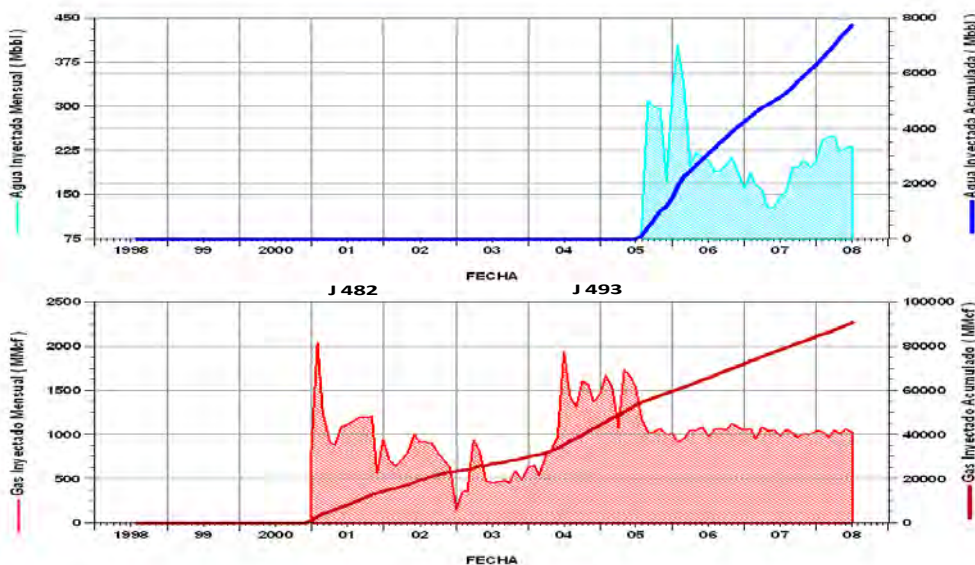


Figura 4.12 Comportamiento de inyección del panel este
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

Panel oeste

Los dos primeros años de producción de este panel la producción estaba dada por el pozo J 479 el cual reportaba tasa de petróleo y gas al inicio de su producción de 150MBN y 120MMPCN mensuales ver Figura 4.13., pero después de aproximadamente un año en marcha las tasa fueron declinando bruscamente en un promedio de 40MBN y 25MMPCN mensuales, motivo por el cual se decide realizar un cambio de configuración a este pozo como inyector de agua y perforar un nuevo pozo J 487 que permitiera drenar las reservas remanentes encontradas en ese yacimiento, de esta manera se logran incrementar la producción y a partir del año 2002 y por los siguientes años restantes se mantiene estable en el orden de 80MBN y 50MMPCN mensuales. Para este panel es importante mencionar que luego de aproximadamente cuatro años y medio de inyección fue que comenzó a registrarse muestra de agua debido a la intrusión de este fluido de inyección hacia los pozos

productores, en este panel el único fluido de inyección es agua como lo muestra la Figura 4.14.

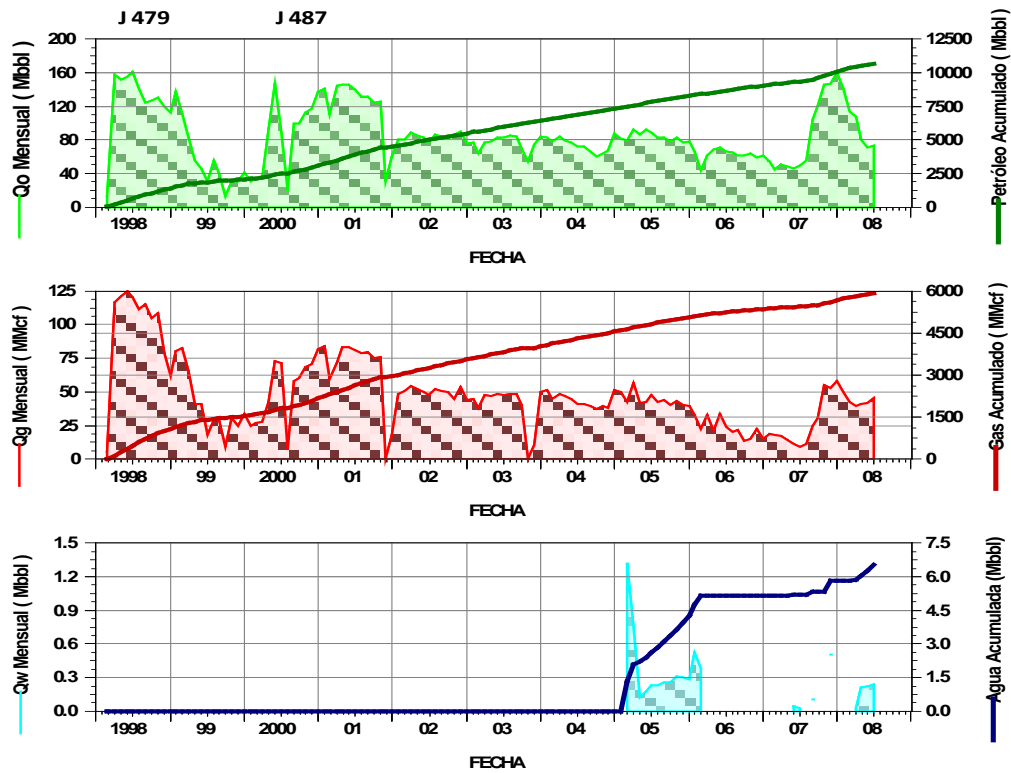


Figura 4.13 Comportamiento de producción del panel oeste
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

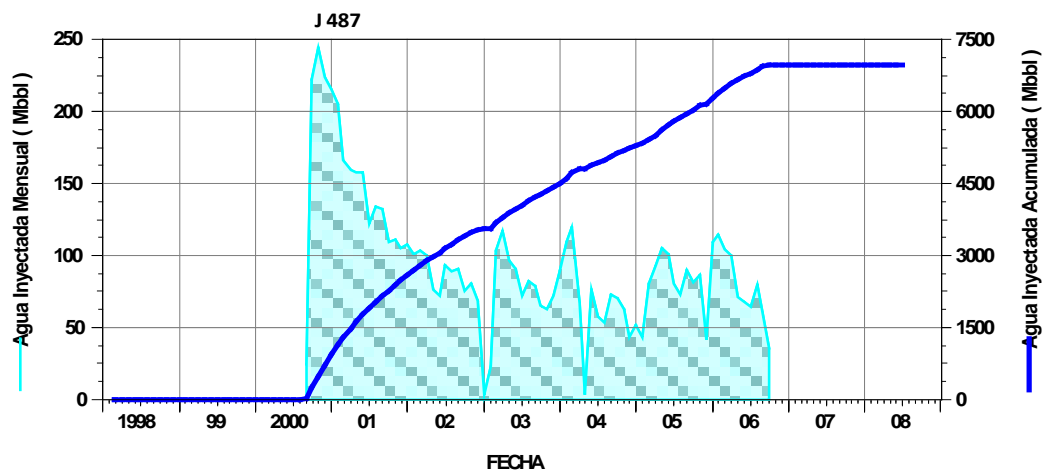


Figura 4.14 Comportamiento de inyección del panel oeste
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

4.3.2 Relación gas-Petróleo Vs Tiempo

Estos gráficos son utilizados generalmente para estimar la solubilidad inicial del yacimiento, asumiendo que en este período $RGP = R_{si}$ para yacimientos subsaturados.

Panel central

La relación RGP presenta un comportamiento muy similar en los pozos (J 476, J 483, J 488) ver Figura 4.15., a diferencia del pozo J 485 que muestra valores elevados de RGP en tan solo 6 meses de producción este pozo esta actualmente abandonado. Sin embargo los pozos productores restante (J476, J 483, J 488), presentan gran similitud observándose valores entre 1500 PCN/BN y 2200 PCN/BN. El valor de R_{si} inicial observado fue de 2200 PCN/BN valor que se mantuvo constante en los próximos 7 años siguientes. Para el año 2002 se comienza con un proyecto de inyección de gas, lo que ocasiono dos años más tarde un aumento de la

RGP posiblemente por estar el pozo J 476 cercano a los pozos inyectores J 490 y J 494 y el gas inyectado se asoció con el crudo liviano-mediano en el área aumentando los valores de RGP.

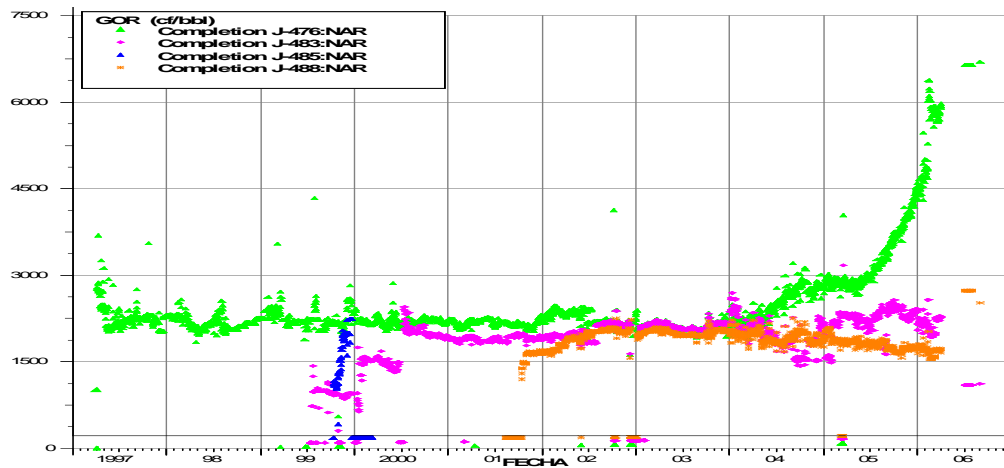


Figura 4.15 Relación gas-petróleo en función del tiempo para el panel central
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

Panel este

El pozo J 482 presenta valores más altos de RGP con respecto a los demás pozos productores cercanos a él, este pozo presenta valores entre 2500 PCN/BN y 3500 PCN/BN, a diferencia de los pozos J 481, J 486 y J 489 que presentan gran similitud en su comportamiento y los valores de RGP se mantienen bastante estable, en un intervalo de 1500 PCN/BN a 2000 PCN/BN, claramente en la gráfica mostrada en la Figura 4.16. se observa que a finales del año 2002, dos años después de haber comenzado la inyección de gas a través del pozo J 482, hay un incremento en la curva, patrón típico en un yacimiento con procesos de recuperación secundaria con gas. El valor de R_{si} correspondiente a esta área fue de 1750 PCN/BN.

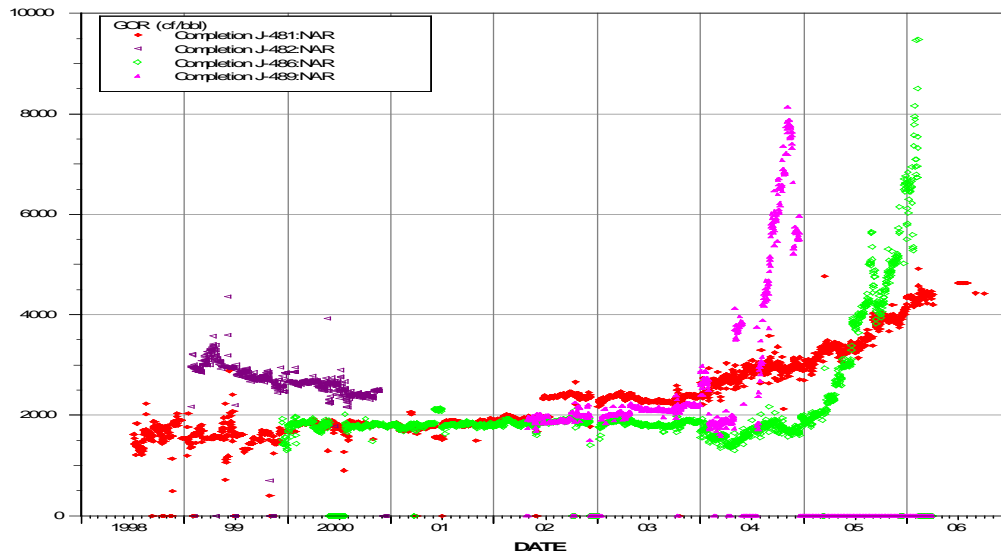


Figura 4.16 Relación gas-petróleo en función del tiempo para el panel este
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

Panel oeste

El comportamiento de la RGP en este panel es muy inestable durante los dos primeros años de producción (1998-2000) representado por el pozo J 479, en un intervalo de 500 PCN/BN a 1000 PCN/BN y muchas veces valores mayores en el orden de 1500 a 1750 PCN/BN, es por este motivo que se decide abandonar este pozo como productor y convertirlo a inyector de agua en el año 2000 esto se puede observar en la Figura 4.17., para este mismo año comienza a producir el pozo J 487, el cual muestra valores RGP muy estables aproximadamente 600 PCN/BN. El valor de R_{si} designado para este panel fue de 800 PCN/BN.

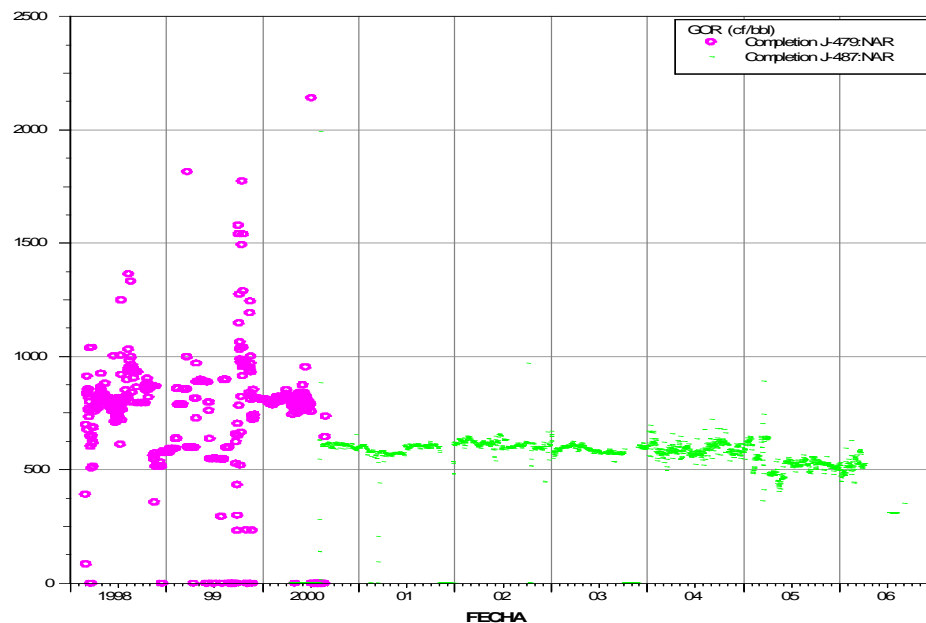


Figura 4.17 Relación gas-petróleo en función del tiempo para el panel oeste
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

De manera general observando las curvas de RGP para los tres yacimientos en estudio correspondiente al campo Jusepín, es fácil inferir que estos tres yacimientos están totalmente desligados, ya que presentan valores de RGP distintos y comportamientos diferentes para cada panel.

4.3.3 Análisis del Comportamiento de Presión

El comportamiento de la curva de declinación de presión del yacimiento con el

tiempo es distintivo para cada unidad hidráulica, es decir, arenas o yacimientos comunicados vertical o lateralmente presentan un comportamiento de presión con el tiempo que es característico. Yacimientos o arenas vecinas con secciones comunes presuntamente independientes que tengan curvas de declinación similares se consideran como si fueran una misma unidad hidráulica.

Uno de los aspectos a considerar, radica en el hecho de tener información de presiones representativas de los 17 pozos, tomadas en el intervalo Naricual Superior Medio, perteneciente al Campo Jusepín. Presiones que fueron suficientes para ratificar la presencia de tres yacimientos. Además de información de puntos de presiones proveniente del probador de formaciones RFT para los pozos exploratorios de cada panel (J 476 Panel Central, J 481 Panel Este, y J 479 Panel Oeste) que permitieron una vez más ratificar la conexión hidráulica que existe en toda la extensión del intervalo Naricual Superior Medio de cada panel en estudio. También se contó con puntos de presiones, que fueron tomadas posteriores al inicio del programa de inyección de gas y agua. Estas mediciones se tomaron en cuenta para observar si la inyección fue eficiente o no para cada panel.

Este gráfico es de gran interés: por una parte, si no se cuenta con la presión inicial del yacimiento (P_i), esta se puede obtener por extrapolación hacia el tiempo de inicio de la producción.

Panel central

Para la realización de este modelo se contó con información de pruebas BHP y datos del probador de formaciones, el valor reportado por la prueba RFT inicial realizada el 01 de Marzo de 1996 denota la presión inicial del yacimiento en 11950 Lpca, presión aproximada con que se comenzó la producción de este, lo que permite decir que el valor experimental proveniente del modelo de presión se ajusta a las condiciones iniciales del yacimiento y a datos de presiones de las pruebas DST Apéndice D y informes PVT revisados, haciendo de éste un modelo confiable. Es importante destacar que para este panel se observa descenso en los valores de presión para todos los pozos productores (J 476, J 483, J 484, J 485 y J 488) motivo por el cual se decide realizar un proceso de recuperación secundaria (inyección de gas

inicialmente y posteriormente inyección de agua), proyecto iniciado para el año 2002, el cual fue muy favorable y permitió un incremento en la energía del yacimiento.

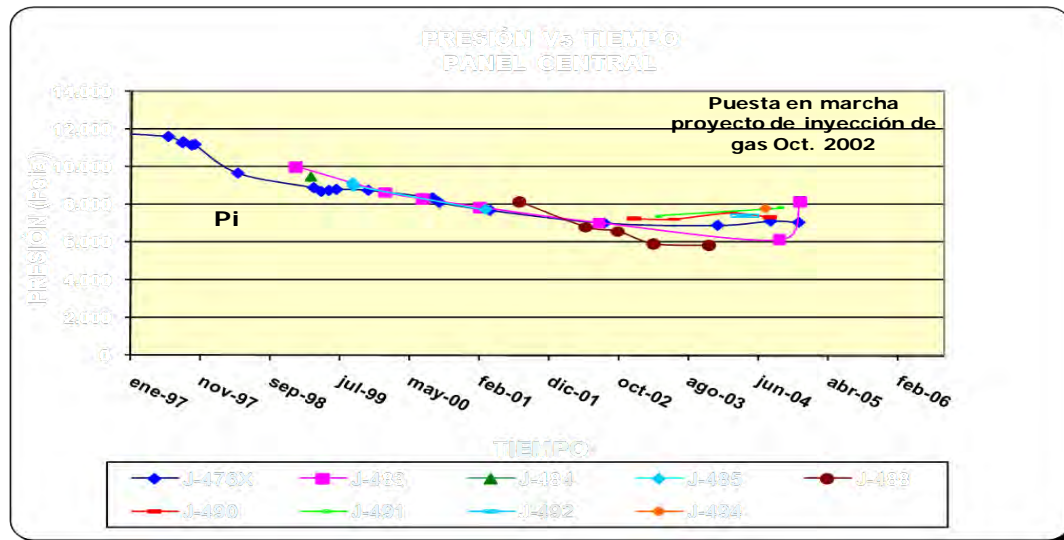


Figura 4.18 Comportamiento de presión Vs tiempo panel central
Fuente: Fuente Propia

Para el caso del panel central y tomando como premisa las distintas fuentes de información de presiones (gráficos de históricos de presión y datos del probador de formaciones), se observan una tendencia de presión bastante similar en esta área conformada por 4 pozos inyectoros 6 pozos productores de los cuales 3 están abandonados.

Analizando el comportamiento de puntos de presiones interpretados por las pruebas RFT para el primer pozo perforado en el área J 476, se observa claramente en la grafica mostrada en la Figura 4.19. que existe comunicación total en todo el intervalo Naricular Superior Medio correspondiente al yacimiento del panel central, debido a que las presiones presentan una misma tendencia sin existir presencias de

barrera o cambios de pendiente que indiquen la presencia de un contacto o incomunicación vertical entre las arenas entre el intervalo en estudio.

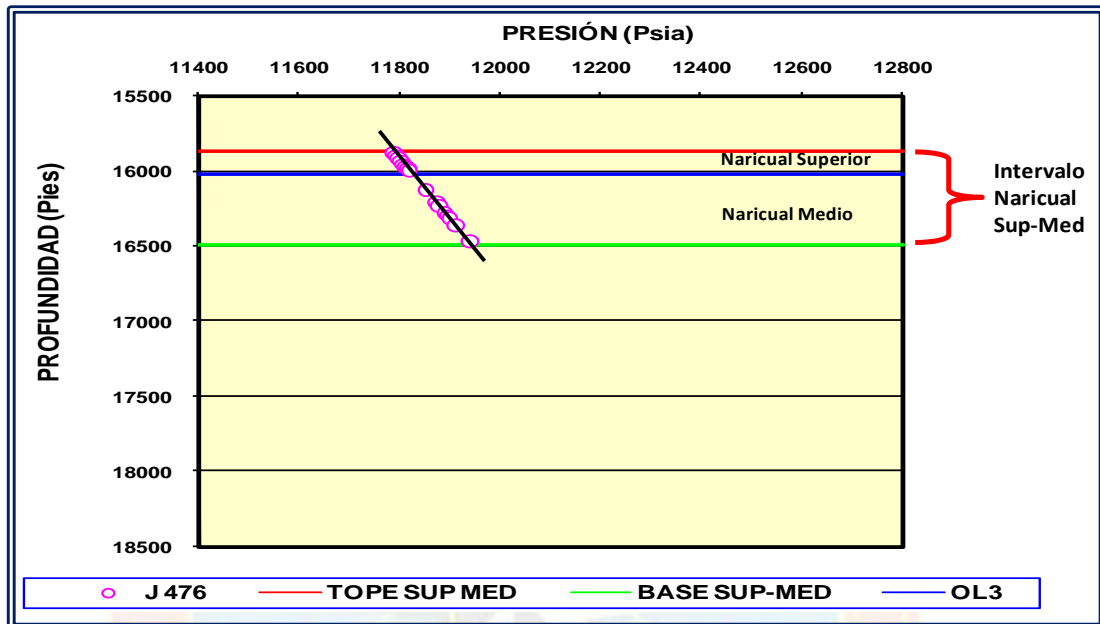


Figura 4.19 Puntos de presiones medidos por la herramienta RFT Vs profundidad (panel central)

Fuente: Propia

Panel este

El análisis de energía correspondiente a este panel a través de los históricos de presiones revela buena comunicación entre los pozos J 481, J 482 y J 489 debido a que estos tres pozos presentan un comportamiento similar en su historia de presiones con respecto al tiempo, lo que permite decir que ellos se encuentran conectados hidráulicamente, mientras que el pozo J 486 presenta variación en relación a los pozos anteriores, indicando una comunicación parcial. El modelo de presión representativo para el panel presenta una elevada presión inicial de 11900 Lpca aproximadamente para el año 1998 ver Figura 4.20. representada por el pozo J 481,

presión que fue declinando bruscamente debido a las elevadas producción de petróleo y gas, es por esto que para Diciembre del año 2000 se decide cambiar el pozo J 482 de productor a inyector de gas.

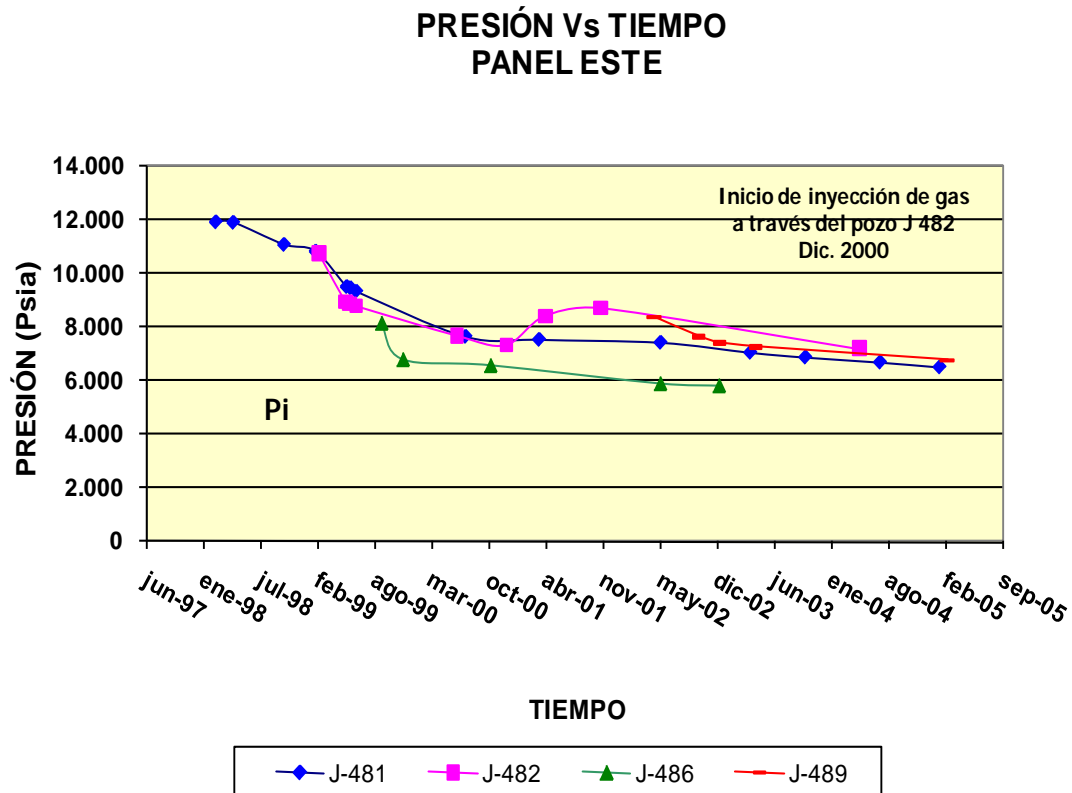


Figura 4.20 Comportamiento de presión Vs tiempo panel este
Fuente: Propia

Este cambio de configuración con la finalidad de frenar la brusca declinación de presión observada, cambio que resultó exitoso ya que se logró incrementar la presión del yacimiento alejando a este de su presión de burbujeo. Este panel al igual que el anterior presenta comunicación y un mismo comportamiento en la tendencia de presiones originales medidas en el pozo J 481 a diferentes profundidades registrada por el probador de formaciones RFT, en el intervalo Naricual Superior Medio, lo que

hace inferir que este intervalo productor exitoso de hidrocarburo, está totalmente comunicado (Figura 4.21.).

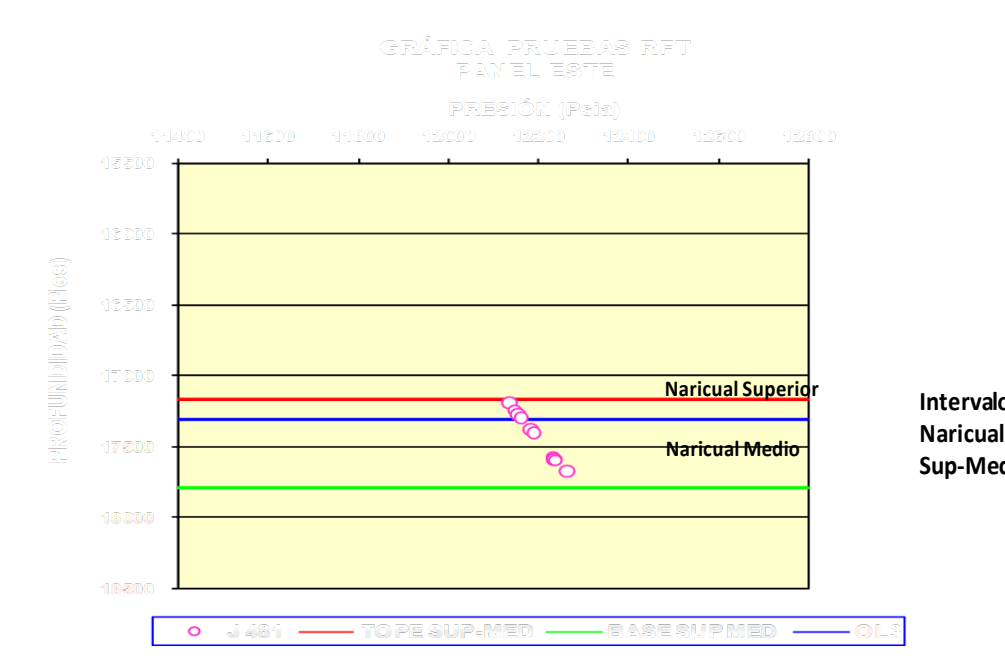


Figura 4.21 Puntos de presiones medidos por la herramienta RFT Vs profundidad (panel este).

Fuente: Propia

Panel oeste

Este panel está conformado solo por dos pozos productores J 487 y J 479 este último solo estuvo como productor durante dos años desde 1998 hasta 2000, luego fue convertido a inyector de agua para tratar de mantener la energía del yacimiento que venía declinando bruscamente ver Figura 4.22. y aprovechar al máximo el potencial y sus reservas. De acuerdo al comportamiento del histórico de presión de este panel sugiere una buena conexión entre los dos pozos, debido a la respuesta

observada en el pozo J 487 después del inicio y avance del proceso de inyección de agua logrando un incremento y estabilización de energía en el yacimiento.

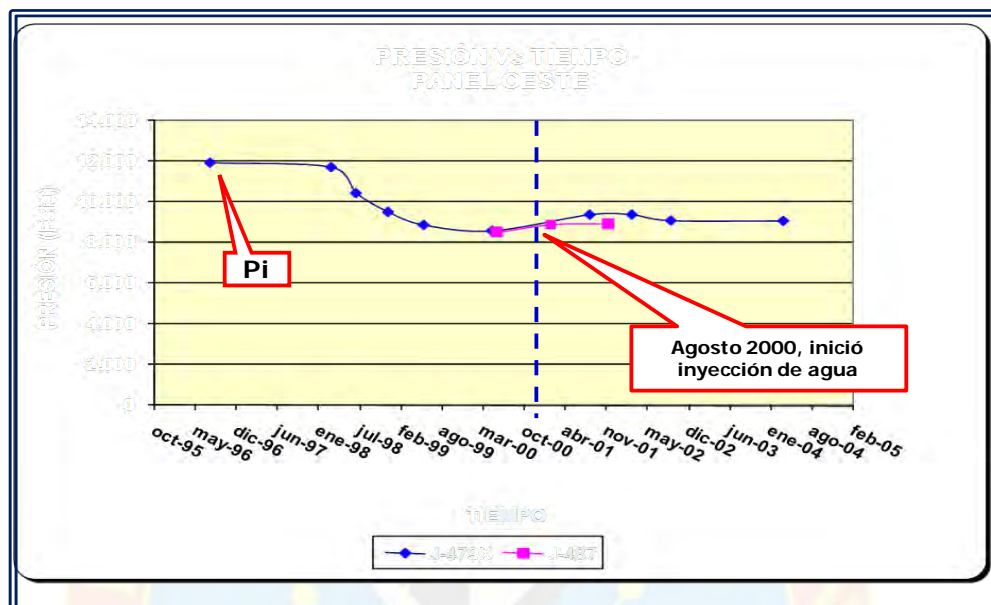


Figura 4.22 Comportamiento de presión Vs tiempo panel oeste
Fuente: Propia

Con respecto a la comunicación vertical existente en este panel, mediante la grafica de presiones tomadas con la profundidad se puede visualizar la conexión vertical existente en el intervalo Narical Superior Medio, descartando la existencia de un posible contacto y de barreras que impidan la conexión (Figura 4.23.).

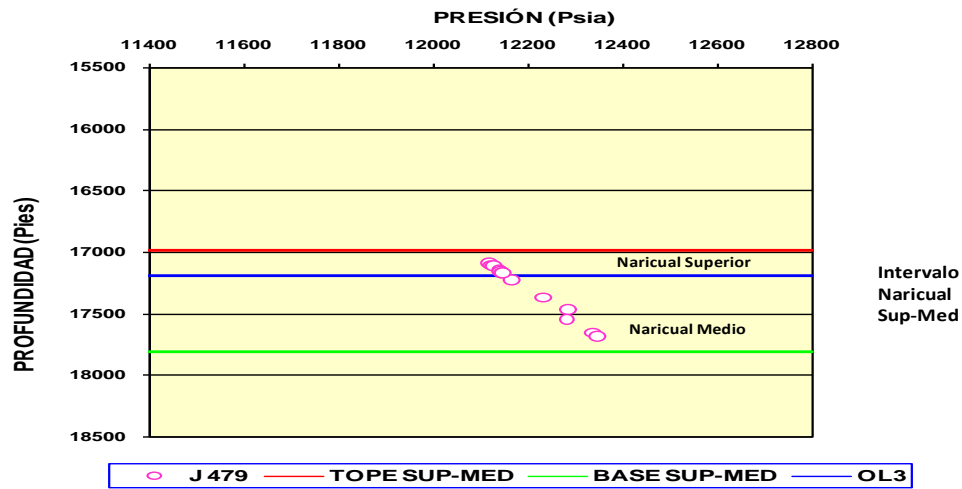


Figura 4.23 Puntos de presiones medidos por la herramienta RFT Vs profundidad (panel oeste)

Fuente: Propia

4.3.4 Validación de los Análisis PVT

El intervalo Naricual Superior Medio, perteneciente al campo Jusepín, dispone de 11 análisis PVT realizados en los tres paneles de estudio distribuidos de la siguiente manera: 5 PVT en el panel central, 3 en el panel este, y 3 en el panel oeste.

Para validar estos análisis PVT y determinar su consistencia, se necesitó obtener la información referente a las condiciones del yacimiento para el momento de la toma de la muestra, y luego se procedió a realizar las siguientes pruebas:

a) Prueba de desigualdad

A los diferentes análisis PVT del Campo Jusepín intervalo Naricual Superior Medio, se les aplicó esta prueba a varios intervalos de presión, obteniéndose una

desigualdad satisfactoria para 7 de los 11 análisis PVT existente, correspondientes a los pozos J 476, J 479, J 481, J 482, J 485, J 486 y J 488.

Tabla 4.6 Prueba de desigualdad del pozo J 479

Presión (Lpca)	ΔP (Lpca)	R_s (PCN/BN)	ΔR_s	B_o (BY/BN)	B_g	ΔB_o	$\Delta B_o/\Delta P$	$B_g * \Delta R_s / \Delta P$	Cond >0	Validez
3210	—	951	—	1,917	—	0,796	0,0018	—	—	—
2778	432	766	185	1,775	0,0072	0,654	0,0012	0,0039	0,0027	Válido
2214	564	630	136	1,709	0,0091	0,588	0,0012	0,0028	0,0016	Válido
1741	473	498	132	1,661	0,0117	0,540	0,0011	0,0046	0,0036	Válido
1234	507	365	133	1,601	0,0166	0,483	0,0008	0,0092	0,0085	Válido
596	638	212	153	1,456	0,0352	0,335	0,0006	0,3539	0,3533	Valido
15	581	0	212	1,121	1,4758	0	—	—	—	—

b) Prueba de la linealidad de la función “Y”

Este método se le aplicó a los análisis PVT, a partir de una serie de datos, obtenidos de los informes PVT, de donde se obtuvo el comportamiento de la función “Y”. Este comportamiento muestra la linealidad que se esperaba para siete PVT, mientras que para los cuatro PVT restantes la presión de burbujeo tuvo que ser recalculada, debido a la no linealidad cuando se realizaron las gráficas, la P_b calculadas en los laboratorios reflejadas en los reportes estaban siendo en 2 casos sobreestimada y los otros dos restantes subestimadas en comparación a las nuevas presiones calculadas.

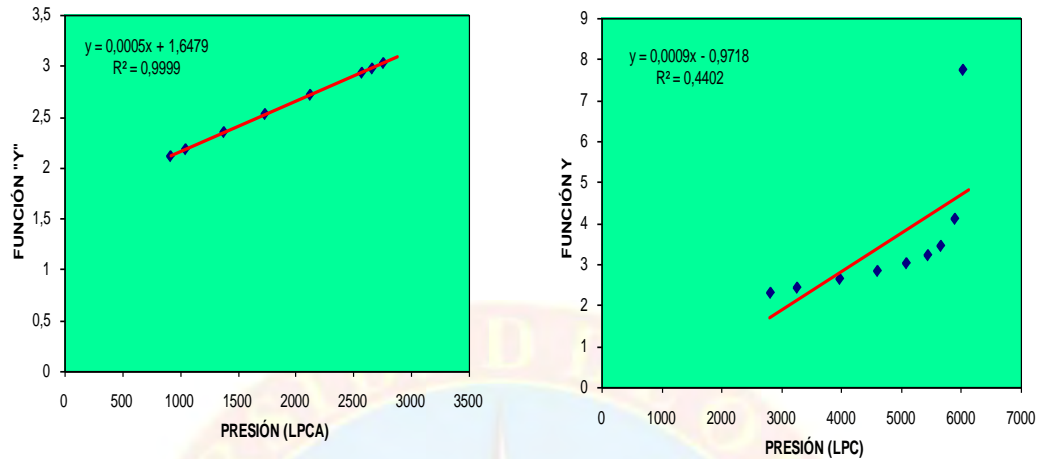


Figura 4.24 Prueba de la linealidad de la función “Y” pozos J 479 y J 476
Fuente: Propia

c) Prueba de densidad

Al comparar las densidades del petróleo saturado a la presión de burbuja reportada en los análisis PVT y las calculada a partir de la pruebas de los separador, se observó la consistencia en solo 5 reportes de los 11 analizados, que presentaron diferencias menores de 5%, la cual se consideró válida para decir que los datos reportados en el análisis PVT son representativos. Los datos utilizados para esta prueba se encuentran en el Apéndice E.

d) Prueba de balance de masa.

Con respecto a la prueba de balance de masa se chequeó el R_s experimental calculada en laboratorio con el R_s calculado a través de este análisis, de esta prueba solo seis PVT, resultaron ser válidos, es decir, el porcentaje de diferencia fue menor a 5%.

Luego de realizar todas las pruebas para verificar la consistencia y representatividad de los 11 PVT analizados, solo 5 de estos demostraron que los datos presentes en ellos eran consistentes, correspondiente a los siguientes pozos (J 476, J 488 Panel Central), (J 481, J 486 Panel Este) y (J 479 Panel Oeste). En el Apéndice E, se muestra la información obtenida de los informes PVT disponibles.

Tabla 4.7 Prueba de balance de masa del pozo J 479

Presión (Lpca)	Bo (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	Dens. Fluido (gr/cc)	Dens. Relat. Gas (Aire=1)	mo (gr)	mg (gr)	Vg (cc)	Rs Cal. (PCN/BN)	Error (%)	Validez
3210	1,917	951	0,610	—	1169,370	36,920	1,152	950,09	0,1	Válido
2778	1,775	766	0,638	0,923	1132,450	26,727	0,841	766,86	0,1	Válido
2214	1,709	630	0,647	0,916	1105,723	27,734	0,865	633,2	0,5	Válido
1741	1,661	498	0,649	0,924	1077,989	27,369	0,824	495,71	0,5	Válido
1234	1,604	365	0,655	0,957	1050,620	44,524	0,952	364,7	0,1	Válido
596	1,456	212	0,691	1,348	1006,096	124,99	1,342	213,4	0,7	Válido
15	1,121	0	0,786	2,683	881,106	—	—	—	—	—

4.4 CÁLCULO DE RESERVAS ASOCIADAS A TRAVÉS DE MÉTODOS DINÁMICOS.

4.4.1 Balance de Materiales

El Balance de Materiales es el método por el cual se certifica que los resultados a lo largo de la caracterización son válidos. Para la aplicación de este programa (M-Bal), se consideró un modelo conceptual del yacimiento, es decir, un modelo tipo tanque, que permite cotejar el comportamiento del yacimiento basado en la producción de los fluidos y en la inyección de agua y gas. Luego se introducen los datos PVT, la petrofísica y la producción acumulada del yacimiento. En la tabla 4.8. se observan las condiciones iniciales presentes en el yacimiento, obtenidas en este estudio, las cuales se introdujeron en el programa.

Tabla 4.8 Parámetros de entrada importantes en el programa M-Bal

PARÁMETROS	PANEL CENTRAL	PANEL ESTE	PANEL OESTE
Presión Inicial (lpca)	11821	12160	12006
Presión de Burbujeo (lpca)	6138	5687	2888
Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)	1,88	2,128	1,407
°API	33,4	31,6	28,4
Capa de Gas (m)	0	0	0
POES volumétrico (MMBN)	506,815	276	281

Panel central

Los resultados del método gráfico (Figura 4.25.) obtenidos para este panel en específico fueron corroborados por medio del método analítico obteniendo un cotejo bastante conservador entre la presión promedio y la producción acumulada de petróleo (ver Figura 4.26.). El método analítico utiliza una regresión no lineal iterativa de todos los parámetros del yacimiento, minimizando la diferencia entre el modelo dado y el modelo de producción del yacimiento. Se obtuvo un POES dinámico de 586 MMBN, lo cual al compararlo con el POES estimado por el método volumétrico (507 MMBN), resultando porcentaje de diferencia de 16%.

Una vez realizado el método analítico y el gráfico se procedió al cotejo de presiones mediante el módulo Run Simulation, lográndose proporcionar energía suficiente al yacimiento y de este modo ajustar los valores de presiones calculadas con respecto a la tendencia de los valores medidos. En el Apéndice F. se observa la curva de presiones reales y la simulada por el programa MBAL. Se puede decir en este momento que el cotejo es válido, ya que observa que la curva de presión simulada refleja el comportamiento histórico de este panel.

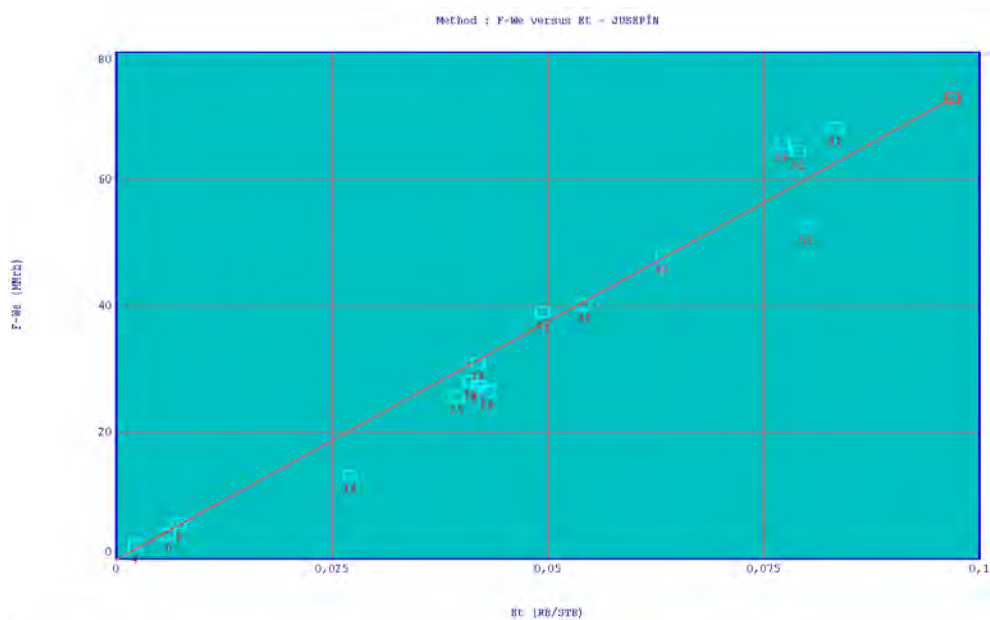


Figura 4.25 Método gráfico de la ecuación de balance de materiales (panel central)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí

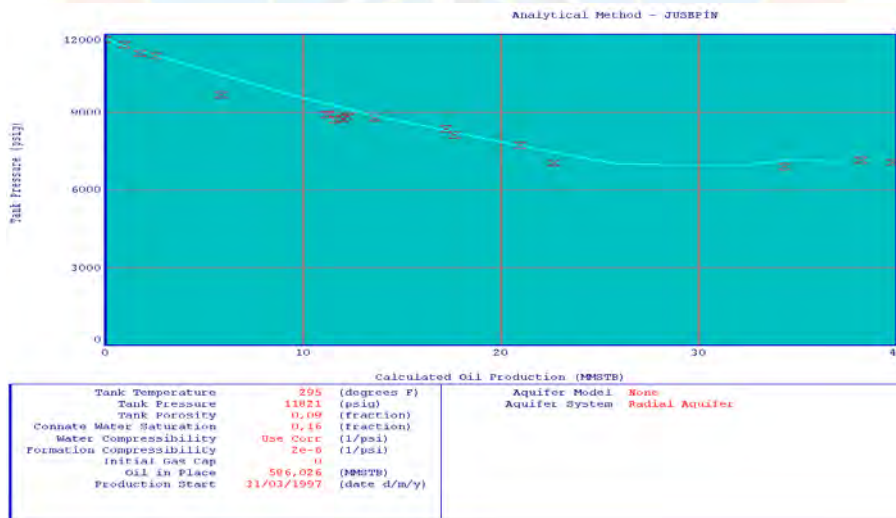


Figura 4.26 Método analítico de la ecuación de balance de materiales (panel central)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí

En la Figura 4.27. se observan los resultados de los mecanismos de producción. El mecanismo de producción predominante en la etapa inicial de producción es la expansión de la roca y de los fluidos comportamiento característico de un yacimiento subsaturado, seguido por la compresibilidad de la roca y por último los mecanismos de recuperación secundaria inyección de gas, seguido de la inyección de agua.

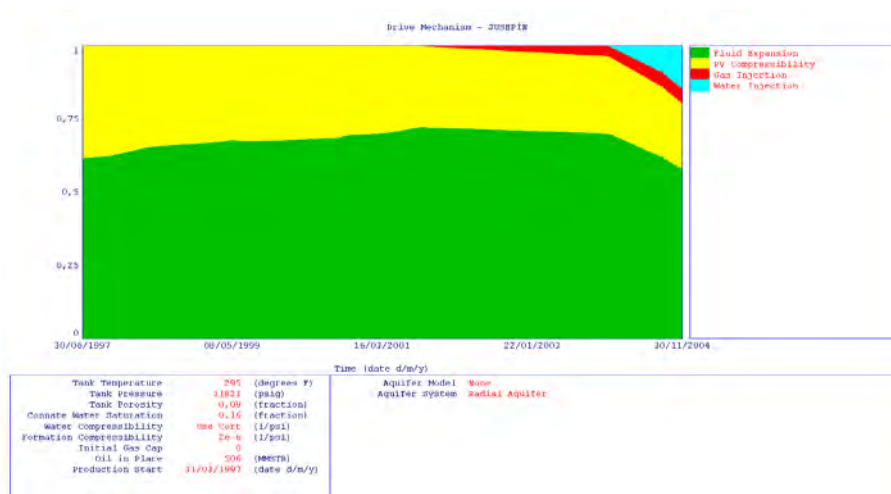


Figura 4.27 Mecanismos de producción del panel central
Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí

Panel este

La aplicación de balance de materiales para este panel se dividió en dos tanques conectados, con cierta transmisibilidad, esto debido al comportamiento de presiones observados al analizar los históricos de presión, donde se visualizaron claramente dos tendencias de presiones, la primera asociada a los pozos (J 481, J 482 y J 489), y la segunda correspondiente a los pozos (J 486 y J 493). Además que cuando se realizó el balance de materiales para este panel cargando el comportamiento de producción e historia de presión, refiriéndolo a un solo tanque, se obtuvo un comportamiento bastante anómalo en la curva del método analítico, es

decir, no existía un buen ajuste en la curva de presiones con la producción acumulada, específicamente cuando se comenzaba la inyección para este panel. A estos dos tanques al igual que al panel central, se le realizaron las gráficas del método gráfico, analítico, así como también el de mecanismos de producción actuantes en cada tanque.

El primer tanque representado por los pozos J 481, J 482 y J 489, se obtuvo un buen cotejo de las presiones con la producción tanto en la etapa de producción por flujo natural (ver Figura 4.28.), como en la etapa donde se estaba produciendo por procesos de recuperación secundaria (inyección gas), el valor de POES dinámico resultante de este balance fue de 250 MMBN; de acuerdo al gráfico de los mecanismos de producción actuantes en este tanque estuvo representado principalmente por la expansión de las rocas y de los fluidos (ver Apéndice F), seguido por la compresibilidad de la roca y por último la inyección de gas, debido a que en este tanque solo se inyectaba gas a través del pozo J 482.

Con respecto al segundo tanque, integrado por los pozos J 486 y J 493, el cotejo de las presiones contra la producción acumulada de los fluidos actuantes en este panel a través del método analítico (Figura 4.29.), permitió concluir que el modelo se ajusta muy bien a las condiciones de yacimiento, en este análisis el valor de POES dinámico obtenido fue de 60 MMBN. Por otra parte a través del gráfico de los mecanismos de producción actuantes, se observó que está dominado por la expansión de las rocas y los fluidos mecanismo de producción ya que estamos en la presencia de un yacimiento con presiones por encima de la presión de burbujeo.

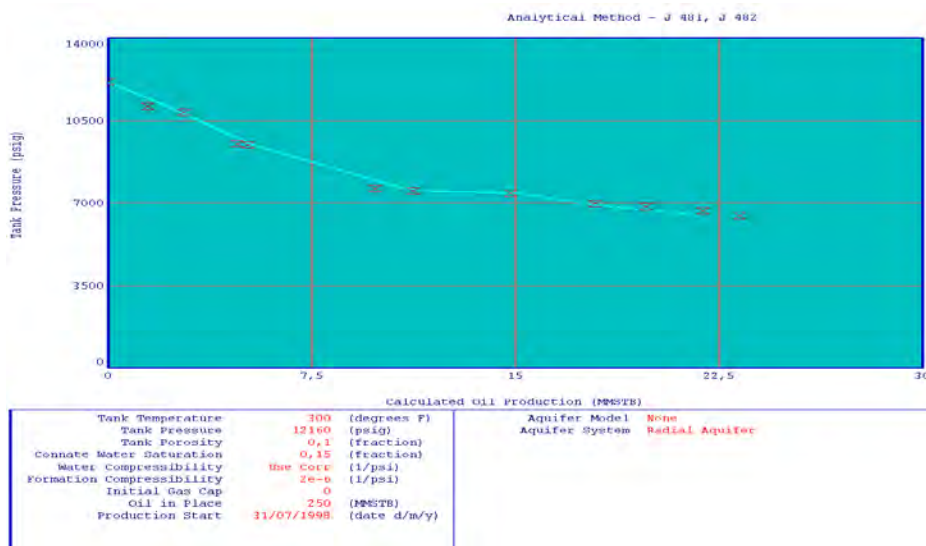


Figura 4.28 Método analítico de la ecuación de balance de materiales (tanque 1)
Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí

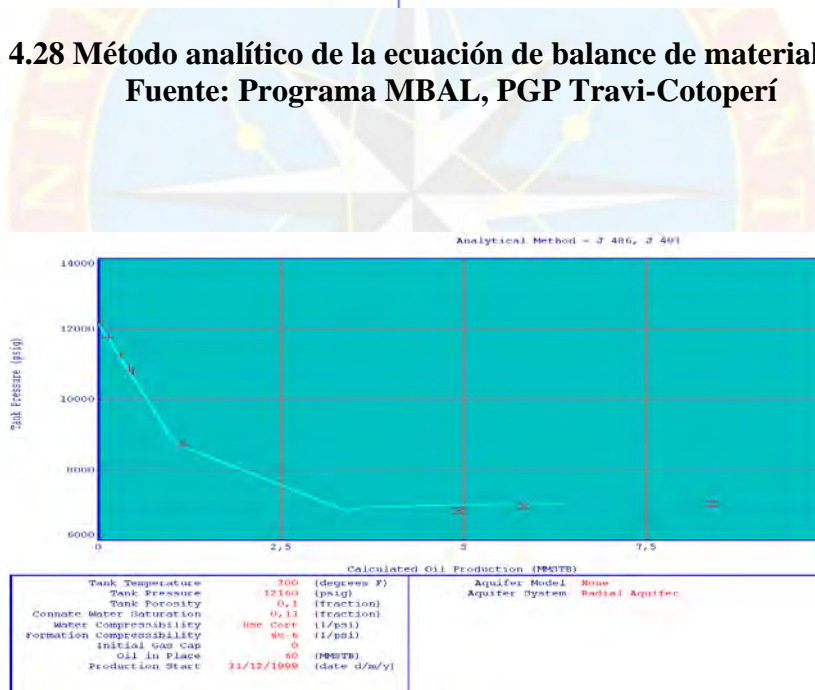


Figura 4.29 Método analítico de la ecuación de balance de materiales (tanque 2)
Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí

Luego de haber obtenido los valores de POES dinámicos por separados, se sumaron, obteniéndose un resultado final de 310 MMBN, que comparándolo con el

POES obtenido volumétricamente para este panel 276 MMBN, se obtuvo un porcentaje de de diferencia de 12%, diferencia bastante aceptable ya que se debe tener en cuenta que se está tratando de validar un POES volumétrico estimado a partir de nuevas interpretaciones estructurales, petrofísicas, es decir, análisis sujetos a grandes incertidumbres.

Panel oeste

La aplicación del balance de materiales para este panel fue el que estuvo sujeto a mayor incertidumbre, es decir, el porcentaje de diferencia entre el POES dinámico obtenido 180 MMBN, y el volumétrico 281 MMBN calculado con anterioridad fue de 36 %, valor bastante elevado en comparación a los dos paneles anteriores, esto se debió principalmente a que en el cálculo volumétrico se tomó un área mayor, lo cual permitió que el volumen introducido en la formula de POES fuese mucho mayor al usado en los estudios iniciales realizados a este panel.

Esta comparación permitió inferir que el tamaño del yacimiento de acuerdo a los fluidos que lo contienen es mucho más pequeño que el que se estableció en este estudio. El gráfico del método analítico, tuvo un cotejo de las presiones versus la producción acumulada bastante aceptable tanto en la etapa de producción natural como cuando inició el proceso de recuperación secundaria según lo muestra la Figura 4.30.

Las gráficas restantes correspondientes a la aplicación de balance de materiales se pueden visualizar en Apéndice F.

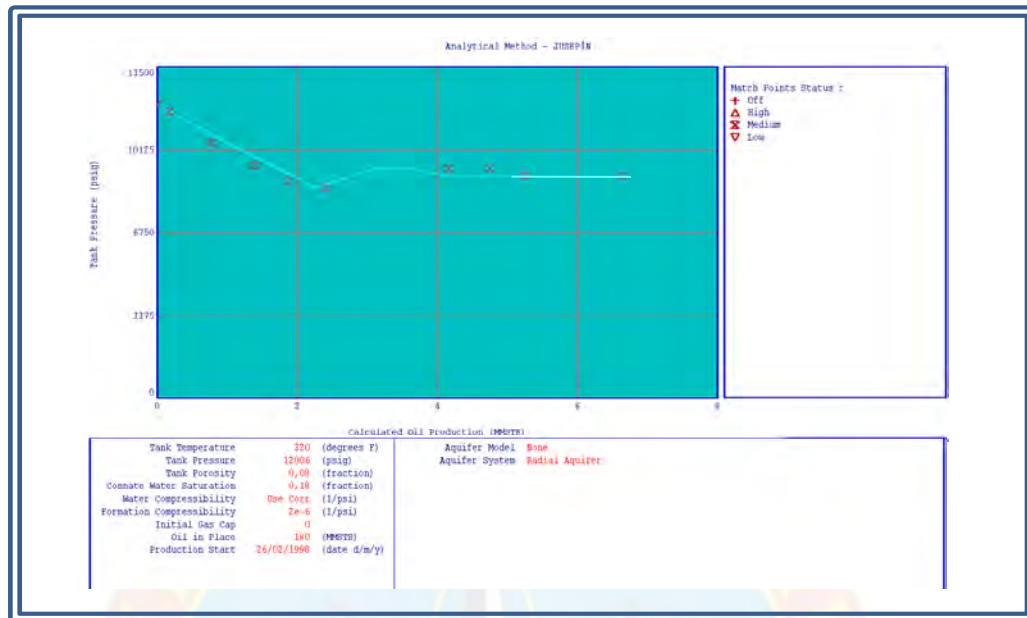


Figura 4.30 Método analítico de la ecuación de balance de materiales (Panel Oeste)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí

4.4.2 Curvas de Declinación

Las reservas estimadas para los yacimientos en estudio en el campo Jusepín, fueron estimadas en base a la declinación total, que toma en cuenta los factores del yacimiento que contribuyen a declinar o decrecer la tasa de producción y los factores externos al yacimiento que también contribuyen a disminuir la misma. La declinación más ajustada de acuerdo al comportamiento de los yacimientos fue del tipo exponencial, por ser un yacimiento subsaturado y que venía declinando con tasas más o menos constantes.

$$\text{Declinación Total} = \text{Declinación Energética} + \text{Declinación Mecánica}$$

Las causas que afectan la declinación energética de estos yacimientos están relacionadas con las características y el mecanismo de producción de los mismos. En

cuanto a las causas que afectan la declinación mecánica se pueden citar los problemas operacionales en equipos de superficie y de subsuelo, lo cual amerita su sustitución o reparación a fin de minimizar las caídas del potencial. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados obtenidos. Este estudio se hizo con la finalidad de obtener las reservas recuperables y remanentes de petróleo, utilizando el comportamiento de todos y cada uno de los pozos que fueron completados en cada panel correspondiente al intervalo Naricual Superior Medio del campo Jusepín.

Panel central

En este panel se obtuvo como recobro final estimado de 83,841 MMBN en 32 años de producción del petróleo original en sitio, es decir, un factor de recobro total de 17 % del POES volumétrico, considerando una tasa de abandono de 50 BN, este valor con el fin de extender el mayor tiempo posible la producción de los pozos que pertenecen a esta área. El factor de recobro estimado para este panel obtenido por las curvas de declinación difiere en comparación al factor de recuperación utilizado en el libro de reservas según los datos oficiales del año 2007, siendo este de 49,4%; claro está, esta gran diferencia debido a que el valor de POES oficial reflejado en estos libros es 237,021 MMBN, valor mucho menor al estimado en este estudio, por tanto el factor de recobro fue mucho mayor.

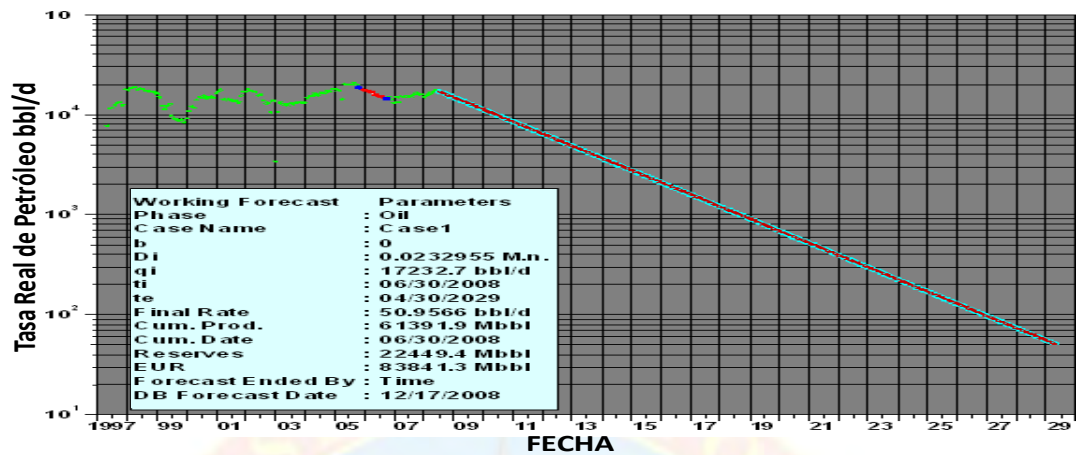


Figura 4.31 Curva de declinación de petróleo (panel central)
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

Panel este

Los análisis para este panel de acuerdo al método de declinación de producción arrojaron un valor de reservas recuperables de 50,041 MMBN distribuidos en 26 años de producción; durante los 10 primeros años este panel reporto una producción acumulada de 41,121 MMBN quedando unas reservas remanentes de 8,920 MMBN los cuales deberían de producirse en los próximos 16 años alargándose así la vida productiva de este panel hasta el año 2024, si las condiciones de explotación continúan iguales, es decir, no son alteradas, teniendo presente la premisa de este método en el cual todos los factores que afectan en el pasado, seguirán afectando en el futuro de igual manera. El factor de recobro estimado para este panel fue de 18 % de acuerdo al valor de POES de 276 MMBN.

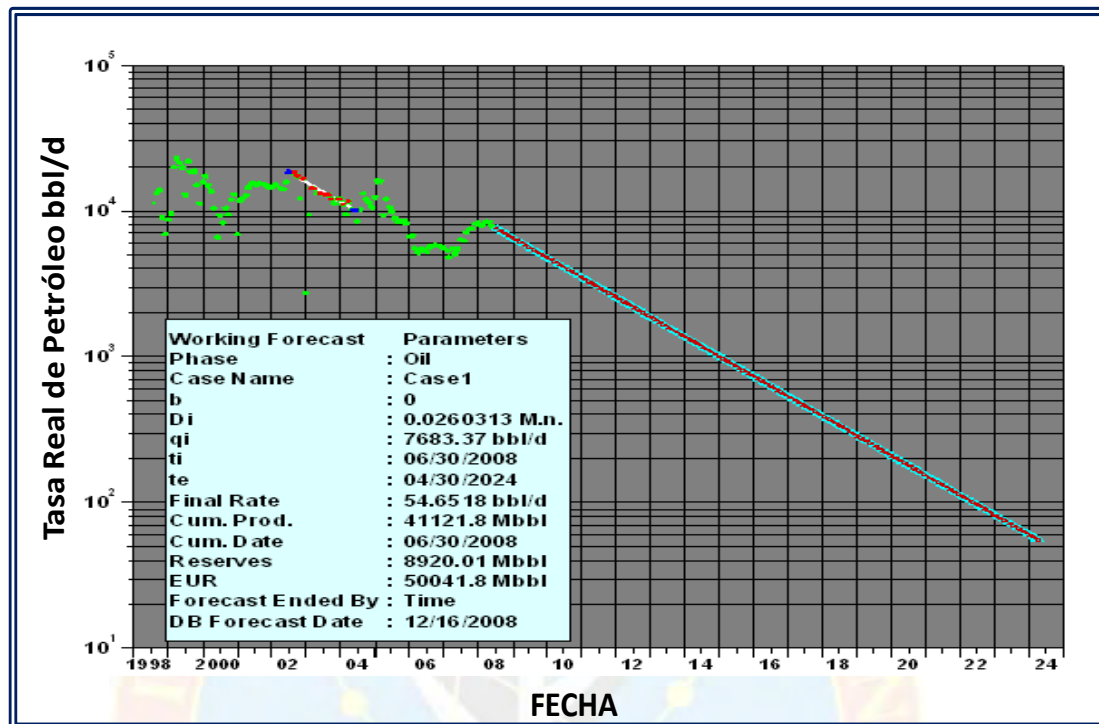


Figura 4.32 Curva de declinación de petróleo panel este
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

Panel oeste

Dentro de los resultados obtenidos, se tienen unas reservas recuperables de 13,5 MMBN para un factor de recobro de 5% del POES. Durante los diez primeros años este panel produjo 10,657 MMBN de su volumen original en sitio, con unas reservas remanentes de 2,843 MMBN que de acuerdo al límite de tasa establecido, serían producidos en los próximos 12 años de actividad. Se evidencia un bajo factor de recobro con respecto a los demás bloques, debido a que este panel no presenta las condiciones de explotación similares a los demás bloques, ya que el mismo presenta solo un pozo productor e inyector en toda su extensión. Además de presentar un bajo nivel de reservas.

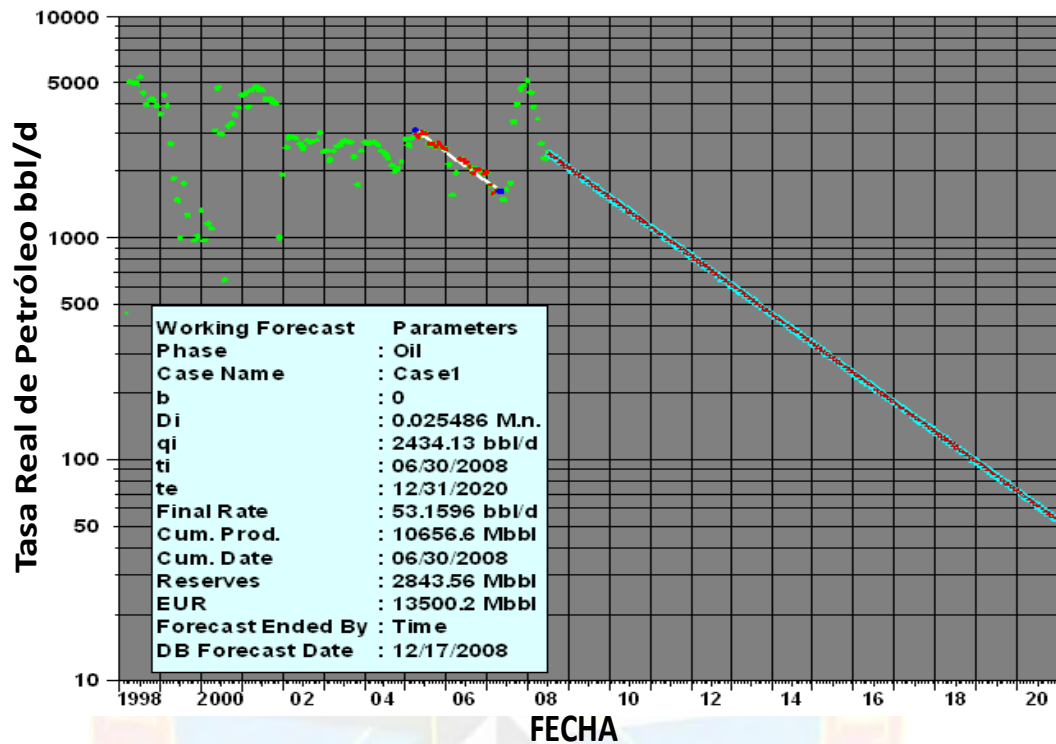


Figura 4.33 Curva de declinación de petróleo panel oeste
Fuente: Programa OFM, PGP Travi-Cotoperí

De manera general para los tres paneles analizados los factores de recobro resultaron ser menores que los establecidos en los libros de reservas, pero se observó claramente que los valores de POES oficiales comparados con los calculados en este estudio, difieren bastante en su magnitud. Por tanto, los nuevos factores de recobro calculados también cambiaron. Por otra parte es importante decir que en los análisis de curvas de declinación mostrados anteriormente los análisis finalizaron por límite de tiempo más no de tasa.

Tabla 4.9 Reservas estimadas en base al método de curvas de declinación

PANEL	POES (MMBN)	Reservas Recuperables (MMBN)	FR (%)	Petróleo Acumulado (MMBN)	Reservas Remanentes (MMBN)
CENTRAL	507	83,841	17	61,392	22,449
ESTE	276	50,041	18	41,121	8,920
OESTE	281	13,5	5	10,656	2,843

4.5 VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO EN BASE A LOS RESULTADOS DE RESERVAS OBTENIDOS POR MÉTODOS DINÁMICOS.

A continuación en la tabla 4.10. se muestran los valores de reservas obtenidos a partir de cálculo volumétrico y por balance de materiales.

Con este análisis se logra disminuir la incertidumbre asociada al nuevo modelo utilizado, generando un impacto positivo y de gran utilidad en la definición del plan de explotación.

Tabla 4.10 Reservas recuperables de petróleo y gas

PANEL	RESERVAS DE PETRÓLEO			RESERVAS DE GAS		
	VOLUMETRICAS (MMBN)	DINÁMICAS (MMBN)	DIF. (%)	VOLUMETRICAS (MMMPCN)	DINÁMICAS (MMMPCN)	DIF. (%)
CENTRAL	86,19	99,62	16	557,73	644,6	16
ESTE	49,68	55,8	12	241,5	271,25	12
OESTE	14,05	9	-36	112,4	72	-36

La Tabla 4.10. muestra las reservas estimadas a partir del método volumétrico y balance de materiales tanto para el petróleo como para el gas, es importante destacar que las reservas de gas están referidas al gas en solución inicial, los factores de recobro utilizados para estimar las reservas de petróleo se obtuvieron de las curvas de declinación siendo 17 %, 18 % y 5 %, para el panel central, este y oeste respectivamente, en cuanto a los factores de recobro para la estimación de las reservas de gas fueron suministrados por el proyecto de acuerdo a estudios anteriores siendo 50 % del gas original en sitio para los tres paneles analizados.

De acuerdo a los resultados obtenidos se obtuvieron variados porcentajes de diferencias, es decir no están entre un rango que permita establecer que el modelo es cien por ciento válido, lo que sí se puede mencionar, es que para los paneles central y este (16% y 12%) las diferencias obtenidas fueron menor en relación al panel oeste (36%). Para los dos primeros paneles mencionados se pueden tomar estas reservas como válidas, claro esta se deben continuar con los estudios a fin de disminuir el grado de incertidumbre que estas representan, es decir el modelo estático para estos dos paneles central y este se considera representativo.

La discrepancia obtenida en los diferentes paneles se deben principalmente a los siguientes factores: los cálculos realizados están partiendo de una nueva visión geológica, los volúmenes del yacimiento son diferentes, y existen nuevos límites del área de estudio.

4.6 PROPUESTA DE PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA LAS RESERVAS REMANENTES EN EL YACIMIENTO NARICUAL SUPERIOR MEDIO PERTENECIENTE AL CAMPO JUSEPÍN, UBICADO AL NORTE DEL ESTADO MONAGAS.

De acuerdo a los resultados obtenidos durante el estudio de los tres paneles en estudio, así como de la revisión de todos y cada uno de los parámetros que influyen en cada yacimiento. Se visualizó la propuesta de la perforación de un pozo ubicado al este de la estructura anticlinal del panel central, específicamente en el intervalo Naricual Superior Medio, cercano al pozo productor J 476, y de los pozos J 490 y J 494, (Ver Figura 4.34.).

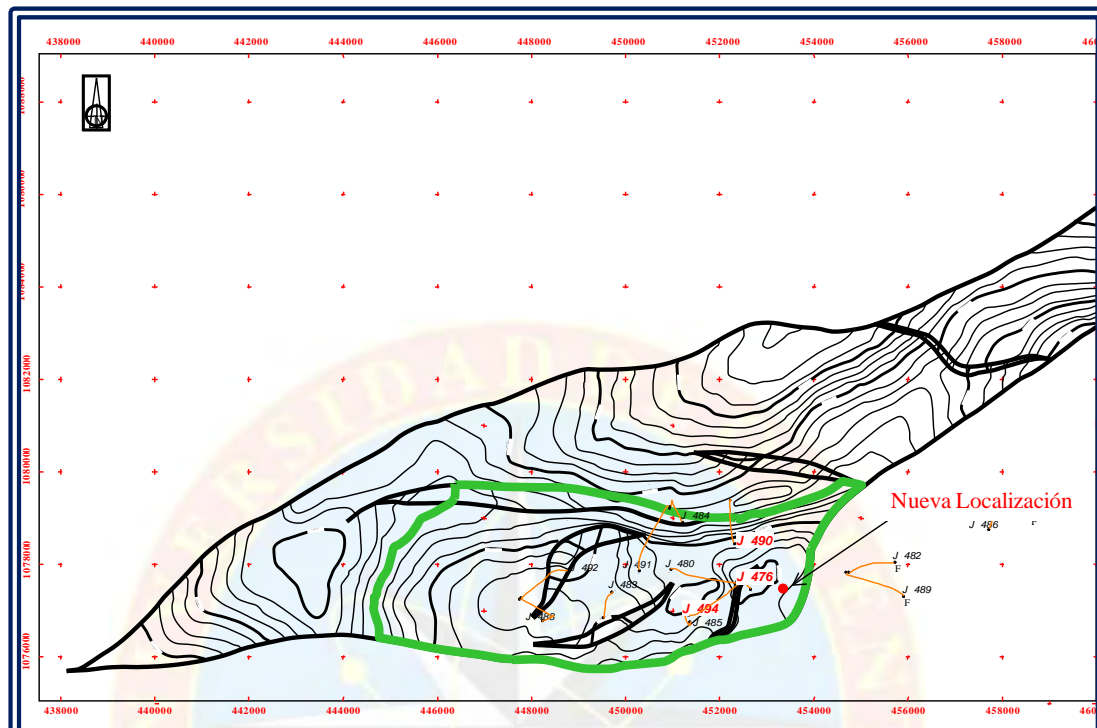


Figura 4.34 Ubicación de la nueva localización propuesta
Fuente: Programa SIGEMAP, PGP Travi-Cotoperí

Con la finalidad de estimar el potencial de producción del pozo con diferentes diámetros de reductores, se realizó un análisis nodal/productividad. Se asumió una gravedad API promedio de 35.3° y una RGP de 2500 PCN/BN, valores obtenidos a partir del análisis de fluidos de pozos vecinos. También se utilizó la información del PVT realizado al pozo J-476 el cual se encuentra completado en el mismo intervalo de interés. La información petrofísica considerada fue la descrita en el modelo petrofísico realizado durante la investigación. Para determinar el diámetro óptimo de la tubería a ser instalada en el pozo, se realizó una sensibilidad de la tasa en función del diámetro interno de la misma para diferentes reductores, la cual se muestra a continuación en la Figura 4.35.

Sobre la base de los resultados obtenidos Figura 4.35., se puede decir que para diámetros de reductor menores a 3/8 plg (24) las tuberías de 5-1/2 plg (4,671 plg ID), 4-1/2 plg (3,958 plg ID) y 3-1/2 plg (2,940 plg ID) presentan valores de producción similares, ya que los efectos de fricción son despreciables debido a la baja velocidad de flujo. Sin embargo para diámetros de reductor mayores a 5/8 plg (40), las tuberías de 4-1/2 plg (3,958 plg ID) y 5-1/2 plg (4,671 plg ID) permiten obtener tasas de producción mayores que la tubería de 3-1/2 plg (2,940 plg ID) ya que a altas tasas de flujo, las pérdidas de presión por fricción son mayores en esta tubería por su menor diámetro. Adicionalmente para reductores mayores de 3/4 plg, la tubería de 5-1/2 plg permite obtener una producción adicional a la tubería de 4-1/2 plg superior a los 700 BPD.

Posteriormente, se realizó una sensibilidad de la tasa para diferentes valores de daño, lo cual se puede observar en la Figura 4.36., esto con la finalidad de comparar el rendimiento de las tres tuberías tanto en condiciones de alto daño como en condiciones de estimulación.

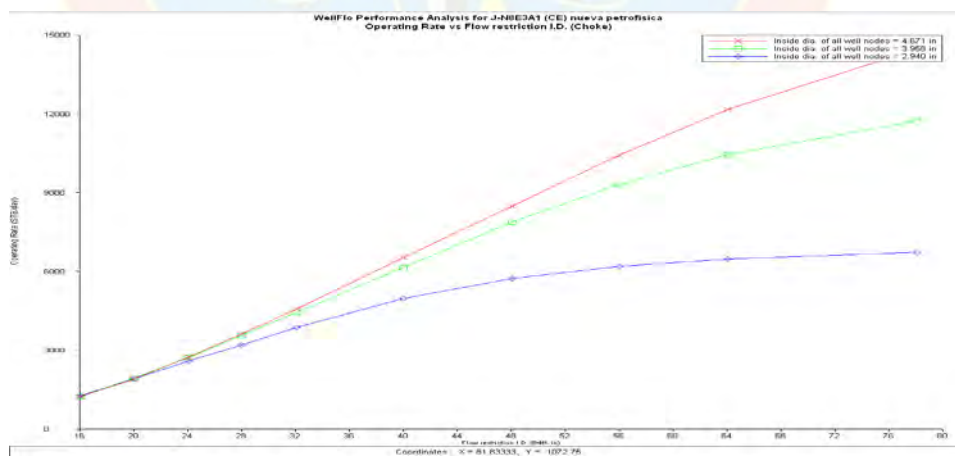


Figura 4.35 Sensibilidad de la tasa en función del diámetro interno de la tubería, para diferentes reductores.

Fuente: Programa WELLFLO, PGP Travi-Cotoperí

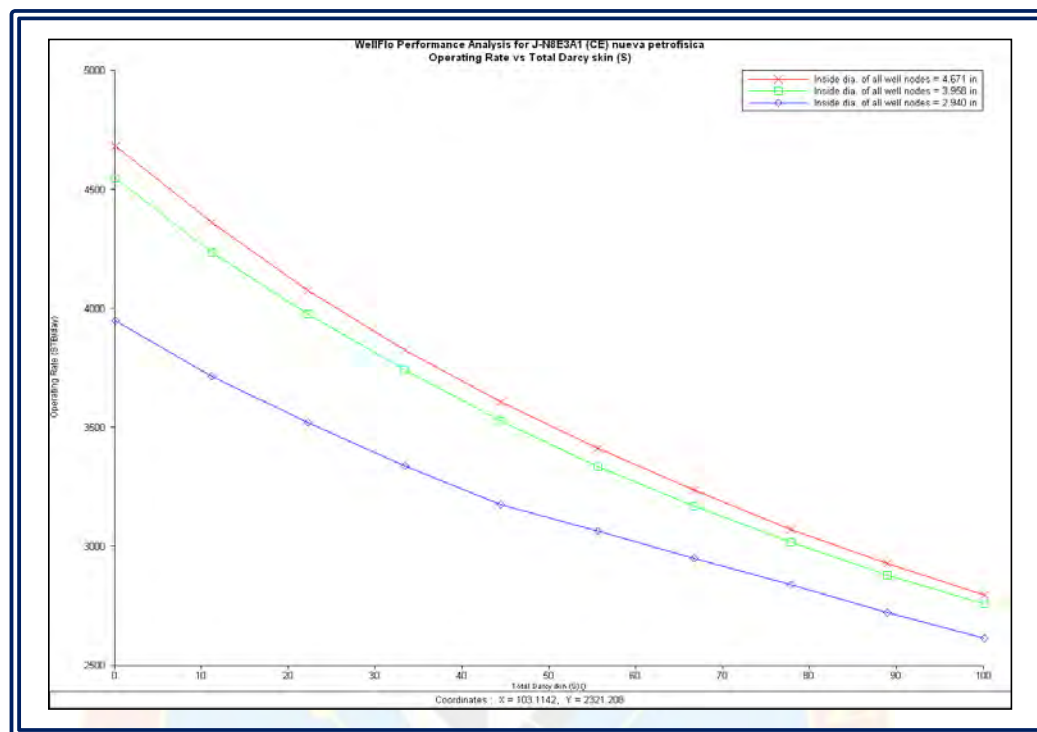


Figura 4.36 Sensibilidad de la tasa en función del diámetro interno de la tubería, para diferentes valores de daño
Fuente: Programa WELLFLO, PGP Travi-Cotoperí

De la sensibilidad realizada, se puede observar que tanto en condiciones de alto daño ($S = 100$), como en condiciones de estimulación, la tubería de 5-1/2 plg permite obtener tasas de producción superiores a las tuberías de 4-1/2 plg y 3-1/2 plg, ya que inclusive en condiciones de alto daño, el caudal de producción del pozo es alto (2700 BPD aproximadamente con reductor de 1/2 plg), por lo cual no se observan efectos de resbalamiento, permitiendo que la tubería de 5-1/2 plg tenga el mejor rendimiento en el flujo multifásico vertical. En base a los resultados obtenidos, se recomienda instalar la tubería de 5-1/2 plg debido a que en condiciones de alto daño, como de estimulación, esta permite obtener tasas de producción superiores a las demás tuberías, para los diferentes diámetros de reductores, permitiendo obtener ganancias de producción de hasta 700 BPD.

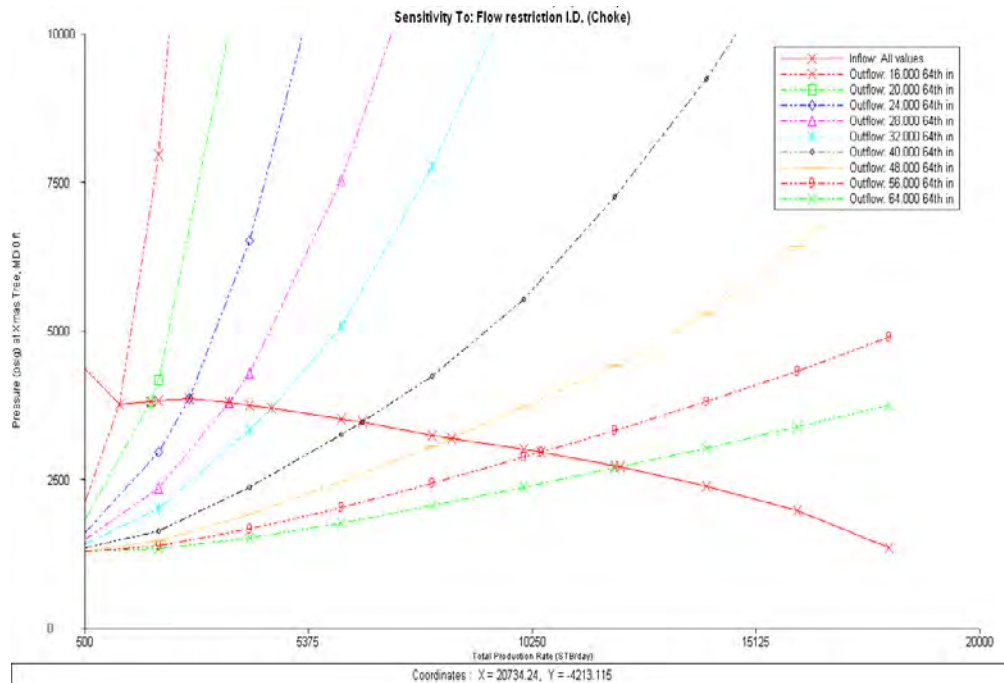


Figura 4.37 Producción estimada para diferentes reductores con tubería de 5-1/2 plg, con solución en el cabezal (Pcab)
Fuente: Programa WELLFLO, PGP Travi-Cotoperí

Adicionalmente, esta tubería operacionalmente tiene sus ventajas, ya que permite disminuir las caídas de presión por fricción durante aplicaciones de fracturamiento hidráulico, así como también bajar herramientas de mayor tamaño y cañones más grandes, para lograr obtener una mayor penetración con los mismos a nivel de yacimiento. Posterior a la selección del diámetro de tubería óptima a ser instalada en el pozo, se determinó la producción esperada del mismo para los diferentes diámetros de reductor, realizándose un análisis nodal con solución en superficie y fondo, lo cual se muestra en las Figuras 4.37. y 4.38. respectivamente, adicionalmente en la Tabla 4.8 se puede observar los valores de producción, presión de cabezal y fondo para los diferentes diámetros de reductor.

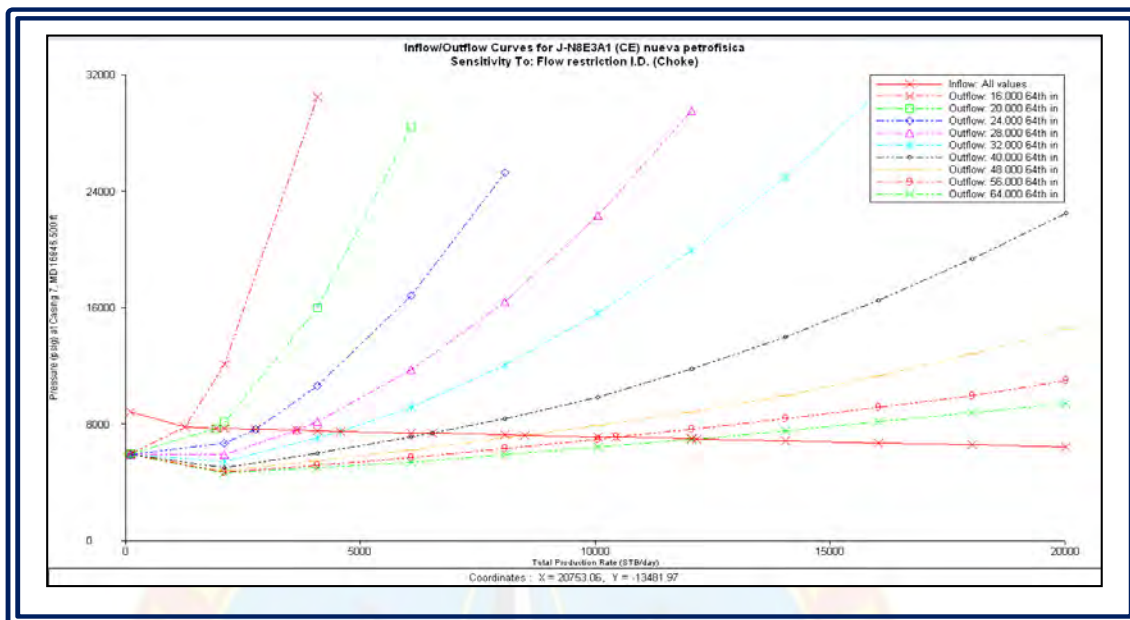


Figura 4.38 Producción estimada para diferentes reductores con tubería de 5 1/2 plg, con solución en fondo (Pwf)

Fuente: Programa WELLFLO, PGP Travi-Cotoperí

Tabla 4.11 Pwf, Pcab y producción para diferentes reduc. con tub. de 5-1/2 plg

RED	ΔP (Lpc)	Pwf (Lpc)	Pcab (Lpc)	Qo (BNPD)	Qw (BAD)	Qg (MMPCGD)	%AyS	RGP (PCN/BN)
16	300	7806	3777	1246	0.0	3.1	0	2500
20	364	7742	3817	1923	0.0	4.8	0	2500
24	431	7675	3876	2757	0.0	6.9	0	2500
28	501	7605	3809	3634	0.0	9.1	0	2500
32	569	7537	3709	4563	0.0	11.4	0	2500
40	707	7399	3473	6528	0.0	16.3	0	2500
48	840	7266	3205	8482	0.0	21.2	0	2500
56	974	7132	2966	10434	0.0	26.1	0	2500
64	1091	7015	2721	12146	0.0	30.4	0	2500

Basándose en los resultados obtenidos mediante análisis nodal, se puede decir que la producción estimada del pozo con tubería de 5-1/2plg es de 4563 BNPD y 11,4 MMPCGD con reductor de 1/2plg, con una caída de presión en la cara de la arena alrededor de 569 Lpc.

Evaluación económica

Para el estudio económico de la nueva localización se evaluaron los indicadores económicos a partir de la construcción de un flujo de caja descontado y se realizó análisis de sensibilidad de las variables de impacto sobre el Valor Presente Neto (VPN, M\$); las variables principales de impacto sobre el Flujo de Caja: Producción, Precios; Inversiones y Gastos. Estas variables fueron determinadas utilizando el Software Corporativo SEE Plus (Sistema de Evaluaciones Económicas.) Para efecto de la Simulación de Sensibilidades, en las variables de impacto, se utilizaron los mismos valores y rangos de desviación considerados en SEE Plus. Estos rangos son: Inversión (-10 a 60) %, Producción (-40 a 20) %, Precios (-30 a 20) % y Gastos (-10 a 80) %. Estos valores aparecen en el Estudio de Sensibilidad de las Variables de Impacto sobre el VPN en las Tabla 4.11., 4.12. y en la Figura 4.39. del diagrama araña. Las premisas para la evaluación económica que soportan la perforación de la nueva localización, con un potencial de 4000 BD de petróleo se mencionan a continuación:

- Horizonte Económico de 20 años.
- Tasa de Cambio de 2150 Bs. por dólar.
- Generación de potencial mediante perforación de un pozo productor, año 2009. Tasa de producción de petróleo (Qo): 4000 BD.
- Costo de perforación: 33950,993 MBs.

Los resultados económicos se muestran a continuación

Tabla 4.12 Indicadores económicos

Flujo Neto Descontado (VPN)	46650,16 M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	142,38 %
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	22,62 %
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	6,10 %
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	2 Años

Tabla 4.13 Estudio de sensibilidad de las variables de impacto sobre el VPN

VARIACIÓN (%)	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRECIOS	GASTOS
-40		25.356,55		
-30		30.679,95	30.029,98	
-20		36.003,36	35.570,04	
-10	47.308,54	41.326,76	41.110,10	46.866,82
0	46.650,16	46.650,16	46.650,16	46.650,16
10	45.991,77	51.973,56	52.190,22	46.433,50
20	45.333,39	57.296,96	57.730,28	46.216,84
30	44.675,00		63270,34118	46.000,18
40	44.016,62		68810,40221	45.783,52
50	43.358,23		74350,46324	45.566,86
60	42.699,85			45.350,20
70				45.133,54
80				44.916,88

Bajo este escenario de evaluación económica, se cumplen los lineamientos mínimos económicos para que un proyecto de inversión sea rentable, $VPN > 0$ y $TIR > 15,5 \%$.

En la Tabla 4.12 y Figura 4.39., se muestra en diagrama araña la sensibilidad a los parámetros de: inversión, producción, precios y costos donde se destaca, que la inversión y los gastos no son negativos con variaciones de hasta el 80%. Por otro lado, los precios y la producción no se hacen negativos al disminuir en 40% su valor, por lo tanto la perforación de esta nueva localización resulta altamente rentable.

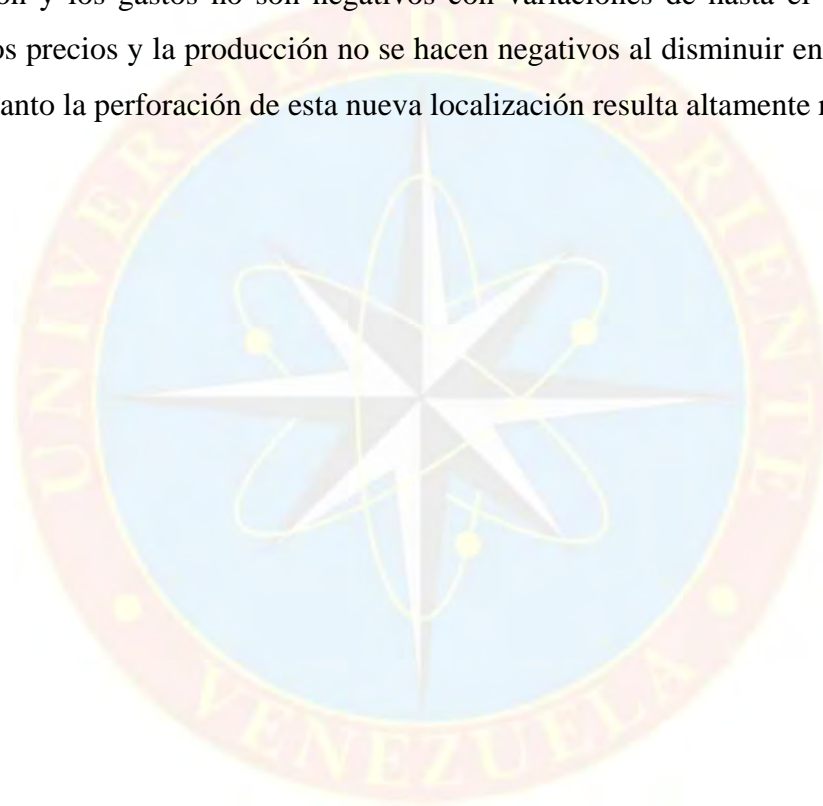


Figura 4.39. Diagrama araña
Fuente: Programa SEEPLUS, PGP Travi-Cotoperí

CONCLUSIONES

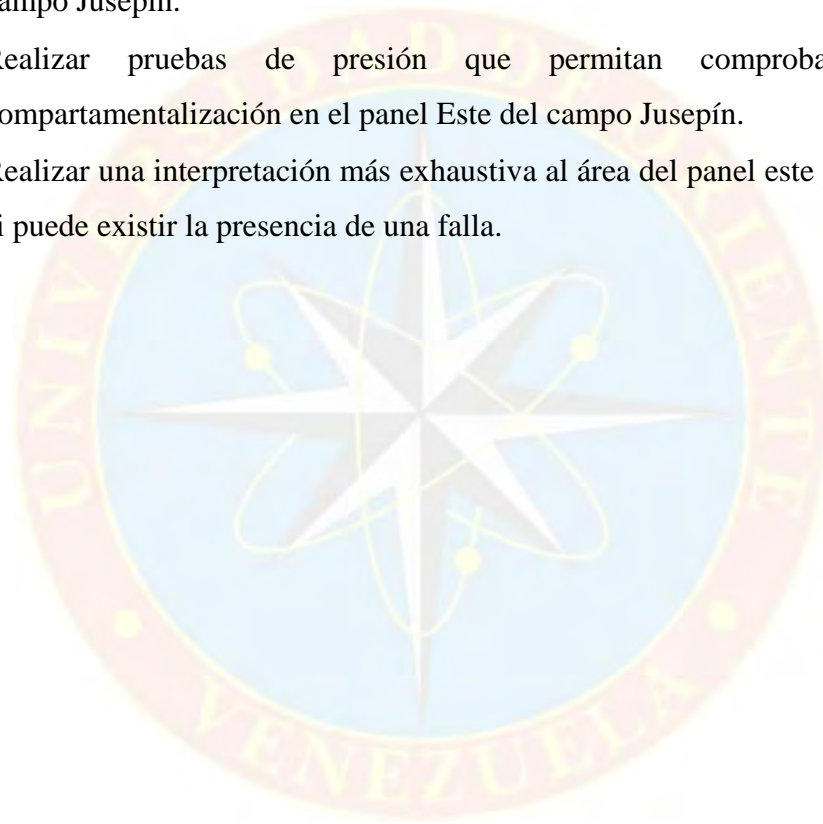
- Los análisis de inyección para los 3 yacimientos indican que el agua de producción corresponde a invasión del fluido inyectado hacia los pozos productores.
- Las pruebas RFT indicaron buena comunicación vertical, en los 3 yacimientos correspondientes a cada panel.
- El análisis de presión para el panel este indicó dos tendencias en su comportamiento de presión, la primera tendencia asociada a los pozos J 481, J482, J 489, y la segunda alrededor de los pozos J 482 y J 493, por lo que el balance de materiales se dividió en dos tanques.
- Los análisis PVT demostraron que los 3 yacimientos se encuentran subsaturados, es decir por encima de la presión de burbujeo.
- Dinámicamente fue posible inferir que en el panel este del campo Jusepín, existe cierta incomunicación, posiblemente debido a la presencia de una barrera lateral o la presencia de una falla semisellante que impide la comunicación total del yacimiento.
- El balance de materiales permitió determinar que el mecanismo de producción que aporta la mayor contribución a la producción corresponde a la expansión de las rocas y los fluidos.
- El POES y GOES Volumétrico obtenido de acuerdo al nuevo Modelo Geológico del panel Central y Este comparado con el obtenido por Balance de Materiales presentan resultados muy semejantes lo que indica un modelo geológico confiable.
- Se estima un potencial de producción con tubería de 5-1/2 plg de 4563 BNPD, 11,4 MMPCGD con reductor de 1/2 plg para el pozo propuesto.

- De acuerdo al análisis nodal, los precios y la producción no se hacen negativos al disminuir en 40% su valor, por lo tanto la perforación de esta localización resulta altamente rentable.



RECOMENDACIONES

- Continuar en el plan de captura de información para la construcción y mejoras de los modelos estáticos y dinámicos del intervalo Naricual Superior Medio del campo Jusepín.
- Realizar pruebas de presión que permitan comprobar si existe compartimentalización en el panel Este del campo Jusepín.
- Realizar una interpretación más exhaustiva al área del panel este para visualizar si puede existir la presencia de una falla.



BIBLIOGRAFÍA

ARIAS, F. (2006). El proyecto de Investigación, Editorial Episteme, Quinta Edición, Caracas, Venezuela.

ASICONSA, Asesores Integrales y Consultoría, (2005), Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos.

CAMPOS, J. (2003), “Caracterización del Modelo Dinámico del Yacimiento LCV-4, Arena 1, del Campo la Ceibita”. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

LAPREA B., M. (1988). “Pruebas de Pozos”. Universidad de Oriente. Departamento de Petróleo

MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO, (2005), Manual de Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos.

PDVSA CIED. (1997). “Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos”.

PÉREZ, V. (2004). “Caracterización de los yacimientos SM-201 y SM-248 a través de un modelo dinámico de la arena U3U en la Formación Merecure, Campo Soto-Este”. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

SALAZAR, L. 2005. “Evaluación de los modelos estático y dinámico del yacimiento B1 SVS-73, Flanco Este, Unidad de explotación lago medio, PDVSA Occidente”.

TOTAL OIL AND GAS VENEZUELA, June 2005. (Petrophysical Interpretation Wells J 476X to J 494, COT-2X & COT-3)



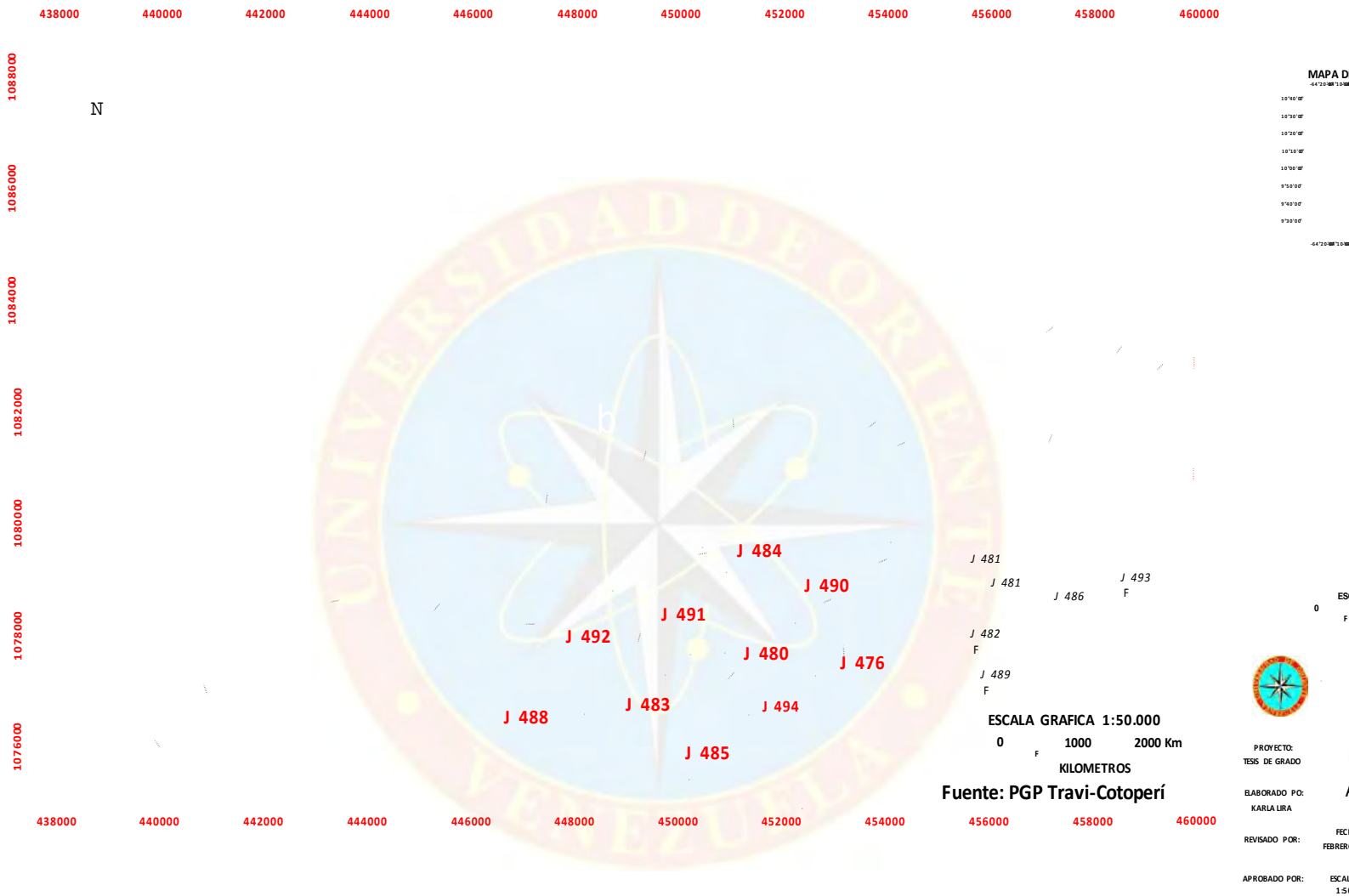


APÉNDICES

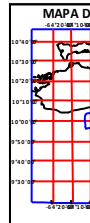
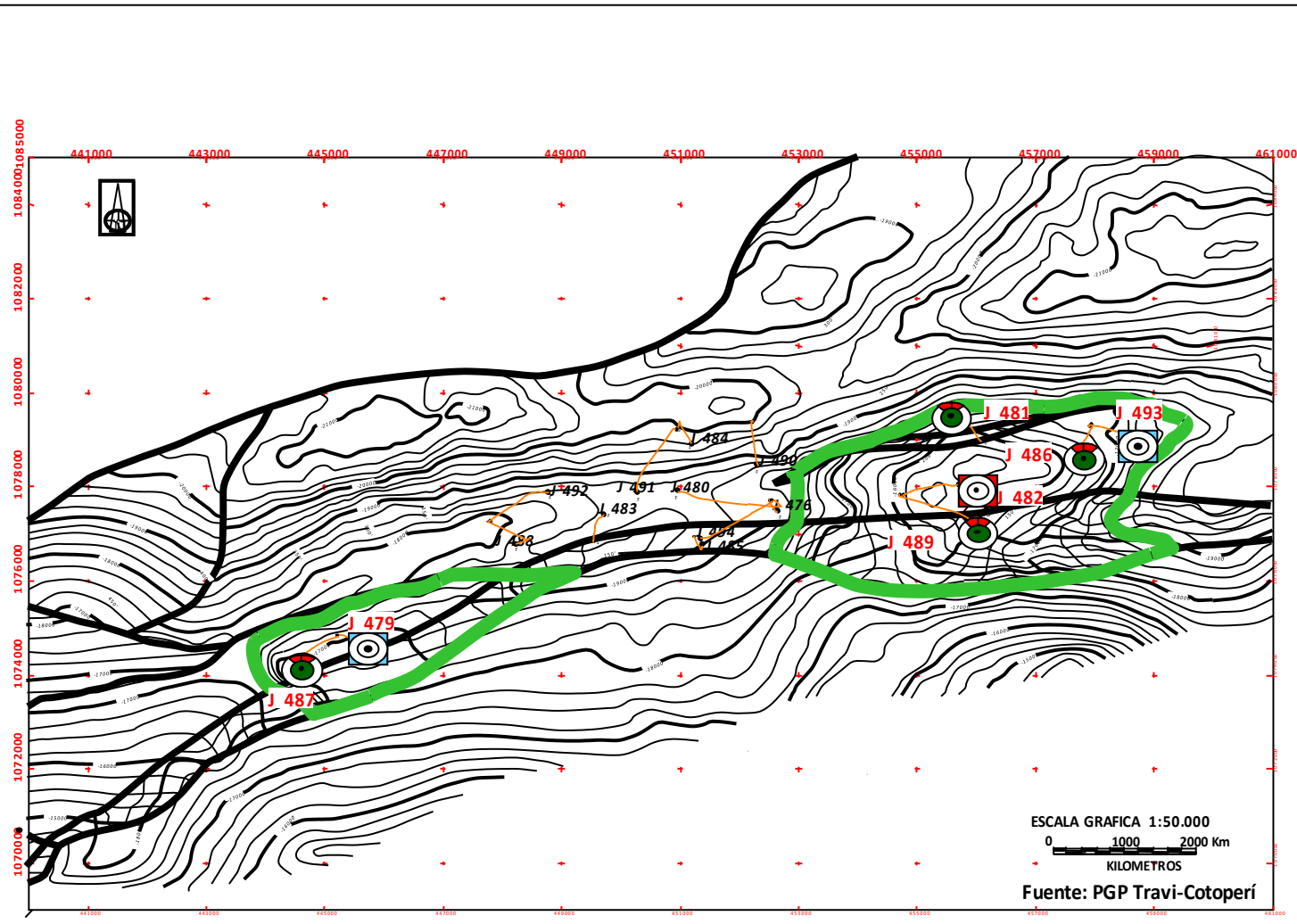


APÉNDICE A
“MAPAS ESTRUCTURALES”

A.1. Mapa estructural al tope de Naricual, panel central



Fuente: Programa SIGEMAP, PGP Travi-Cotoperí

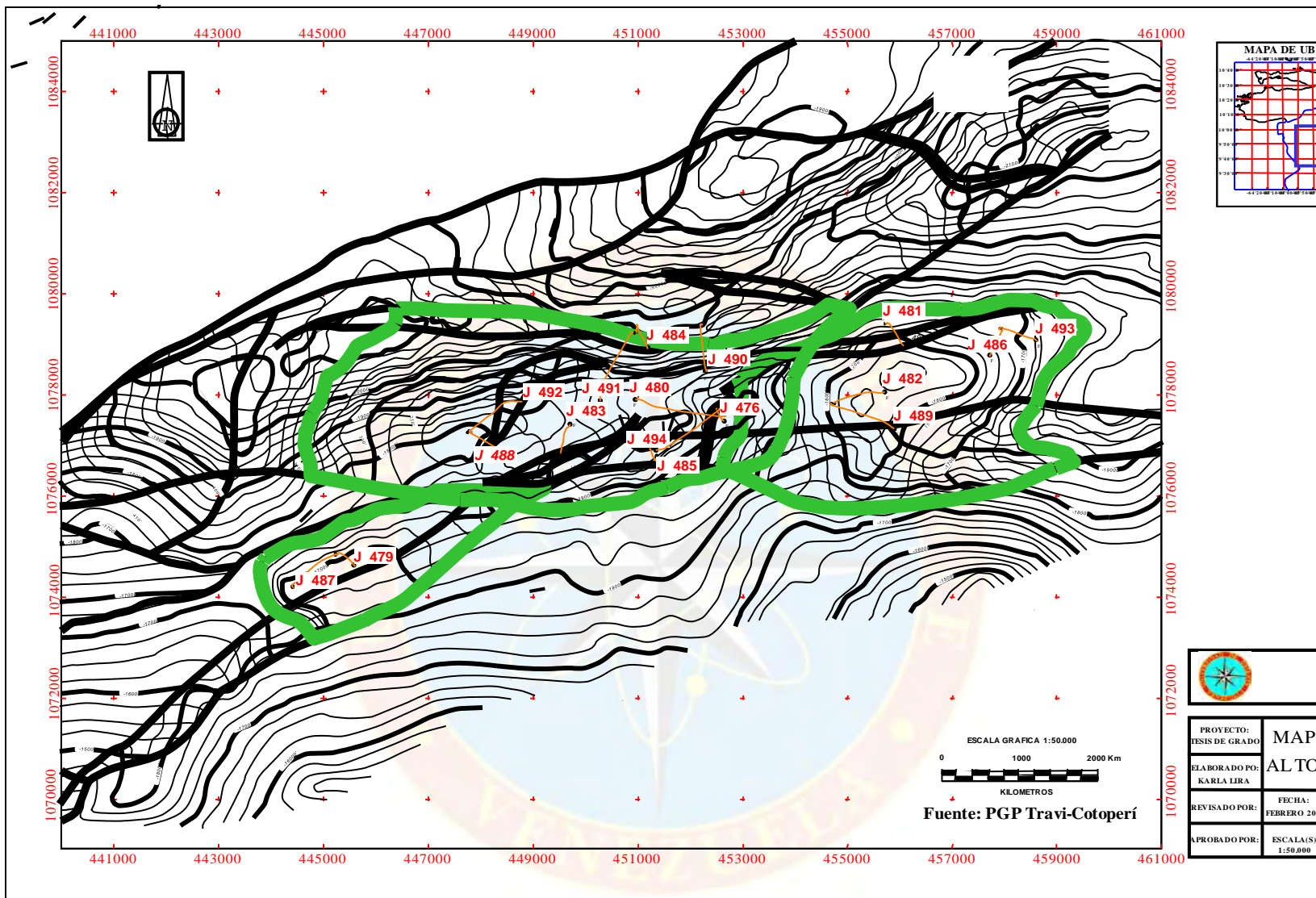


ESC

PROYECTO:	M
FEES DE GRADO	
ELABORADO POR:	A
KARLA LIRA	
REVISADO POR:	FECHA
	FEBRERO
APROBADO POR:	ESCALA
	1:50.000

A.2. Mapa estructural al tope de Narigual, panel este y oeste

Fuente: Programa SIGEMAP, PGP Travi-Cotoperí



A.3. Mapa estructural al tope de Naricual para el Campo Jusepín

Fuente: Programa SIGEMAP, PGP Travi-Cotoperí



APENDICE B

“REPORTES DE PRESIÓN REFERIDAS AL DATUM”

B.1. Reportes de presión para diferentes pozos

	FECHA	PRESIÓN (Lpca)
J 476	mar-96	11.950
	jun-97	11.619
	ago-97	11.280
	ago-97	11.342
	oct-97	11.170
	oct-97	11.200
	abr-98	9.684
	mar-99	8.914
	abr-99	8.715
	may-99	8.769
	jun-99	8.826
	nov-99	8.777
	ago-00	8.373
	sep-00	8.132
	abr-01	7.718
	ago-02	7.040
	dic-03	6.920
ago-04	7.147	
nov-04	7.077	
J 479	ago-96	11.918
	mar-98	11.698
	jul-98	10.430
	dic-98	9.504
	jun-99	8.871
	may-00	8.583
	ago-01	9.373
	mar-02	9.380
	sep-02	9.084
mar-04	9.069	
J 481	feb-98	11.961
	abr-98	11.943
	oct-98	11.109
	feb-99	10.855
	may-99	9.521
	jun-99	9.477
	jun-99	9.343
	jul-00	7.642
mar-01	7.527	

	may-02	7.416
	abr-03	7.039
	oct-03	6.860
	jul-04	6.671
	ene-05	6.488
POZO	FECHA	PRESIÓN (Lpca)
J 482	feb-99	10.806
	may-99	8.981
	jun-99	8.902
	jun-99	8.821
	jun-00	7.724
	dic-00	7.369
	abr-01	8.435
	oct-01	8.740
	abr-04	7.226
J 483	dic-98	10.000
	jul-99	11.834
	ene-00	8.645
	jun-00	8.307
	mar-01	7.861
	jul-02	7.049
	sep-04	6.146
	dic-04	8.126
J 484	mar-99	9.500
J 485	sep-99	9.159
	sep-99	8.994
	mar-01	7.765
J 486	sep-99	10.675
	dic-99	10.311
	oct-00	8.755
	may-02	6.844
	dic-02	6.974
	abr-04	5.759
	dic-04	7.048
J 487	may-00	8.493
	feb-01	8.882
	nov-01	8.916
J 488	ago-01	8.185
	may-02	6.823
	oct-02	6.600
	mar-03	5.924

	nov-03	5.845
J 489	may-02	8.395
	oct-02	7.677
	dic-02	7.432
	abr-03	7.285
	feb-05	6.795



POZO	FECHA	PRESIÓN (Lpca)
J 490	dic-02	7.248
	jun-03	7.228
	feb-04	7.575
	jul-04	7.334
J 491	mar-03	7.391
	sep-04	7.795
J 492	mar-04	7.412
	may-04	7.421
J 493	ago-04	7.815
J 494	jul-04	7.808





APENDICE C

“REPORTES DE PRODUCCIÓN”

C.1. PANEL CENTRAL

FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl))	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
3/31/1997	22,46	22,46	22,47	22,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/1997	230,67	253,13	609,33	631,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/1997	359,68	612,81	781,18	1412,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/1997	352,24	965,04	764,19	2177,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/1997	386,89	1351,94	820,41	2997,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/1997	408,58	1760,52	888,77	3886,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/1997	398,91	2159,43	880,40	4766,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/1997	384,86	2544,29	863,72	5630,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/1997	540,50	3084,79	1180,17	6810,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/1997	547,20	3631,98	1151,85	7962,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/1998	567,83	4199,81	1290,42	9252,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/28/1998	522,68	4722,49	1198,87	10451,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/1998	583,72	5306,21	1294,66	11746,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/1998	533,68	5839,88	1093,70	12840,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/1998	569,69	6409,57	1152,17	13992,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/1998	540,77	6950,34	1141,18	15133,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/1998	539,87	7490,21	1193,35	16326,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/1998	534,42	8024,63	1116,87	17443,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/1998	512,41	8537,04	1040,00	18483,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/1998	521,23	9058,27	1069,00	19552,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/1998	508,70	9566,97	1072,40	20625,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/1998	501,35	10068,33	1084,12	21709,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/1999	461,96	10530,28	1058,50	22767,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/28/1999	345,14	10875,42	798,49	23566,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/1999	352,12	11227,54	824,81	24391,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/1999	365,21	11592,75	787,22	25178,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/1999	390,73	11983,49	842,80	26021,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/1999	291,20	12274,69	628,22	26649,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/1999	282,45	12557,14	610,11	27259,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/1999	276,63	12833,77	553,36	27812,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/1999	259,47	13093,24	509,32	28322,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/1999	275,42	13368,65	518,79	28840,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/1999	251,12	13619,77	467,73	29308,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/1999	283,22	13902,99	614,75	29923,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/2000	337,09	14240,08	574,28	30497,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/29/2000	349,44	14589,52	647,19	31144,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/2000	362,87	14952,39	680,86	31825,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/2000	422,88	15375,27	804,02	32629,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/2000	467,70	15842,97	896,60	33526,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

6/30/2000	442,32	16285,28	802,57	34328,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/2000	480,31	16765,59	962,78	35291,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl))	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
8/31/2000	452,89	17218,48	936,97	36228,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/2000	448,27	17666,75	944,74	37173,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/2000	472,19	18138,94	983,89	38157,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/2000	442,33	18581,27	916,05	39073,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/2000	503,87	19085,14	1027,62	40100,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/2001	526,74	19611,88	989,76	41090,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/28/2001	499,53	20111,41	914,68	42005,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/2001	442,14	20553,55	878,13	42883,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/2001	419,95	20973,50	847,16	43730,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/2001	443,88	21417,38	897,92	44628,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/2001	418,84	21836,22	844,01	45472,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/2001	426,33	22262,54	844,31	46316,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/2001	428,65	22691,19	831,48	47148,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/2001	396,96	23088,16	795,26	47943,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/2001	477,55	23565,71	892,87	48836,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/2001	508,43	24074,14	921,34	49757,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/2001	525,77	24599,91	974,94	50732,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/2002	557,24	25157,15	1034,45	51767,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/28/2002	487,74	25644,89	940,18	52707,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/2002	527,03	26171,92	1024,39	53731,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/2002	503,35	26675,26	992,94	54724,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/2002	481,67	27156,93	943,76	55668,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/2002	477,26	27634,19	953,53	56622,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/2002	429,29	28063,49	851,47	57473,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/2002	399,59	28463,07	793,59	58267,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/2002	394,52	28857,59	791,50	59058,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/2002	327,84	29185,43	621,72	59680,29	0,00	0,00	0,00	0,00	409,43	409,43
11/30/2002	410,75	29596,18	797,49	60477,78	0,00	0,00	0,00	0,00	1180,75	1590,18
12/31/2002	105,52	29701,69	209,90	60687,68	0,00	0,00	0,00	0,00	253,24	1843,42
1/31/2003	329,94	30031,64	628,46	61316,13	0,00	0,00	0,00	0,00	703,02	2546,44
2/28/2003	371,50	30403,13	722,10	62038,23	0,00	0,00	0,00	0,00	74,27	2620,71
3/31/2003	390,76	30793,90	775,76	62813,99	0,00	0,00	0,00	0,00	1194,36	3815,07
4/30/2003	383,94	31177,83	753,34	63567,34	0,00	0,00	0,00	0,00	1298,43	5113,50
5/31/2003	385,43	31563,26	742,33	64309,67	0,00	0,00	0,00	0,00	1475,38	6588,88
6/30/2003	386,60	31949,86	729,39	65039,06	0,00	0,00	0,00	0,00	1389,69	7978,57
7/31/2003	392,82	32342,67	734,25	65773,31	0,00	0,00	0,00	0,00	1435,58	9414,15
8/31/2003	405,02	32747,69	756,58	66529,89	0,00	0,00	0,00	0,00	1476,37	10890,52
9/30/2003	394,56	33142,26	743,37	67273,25	0,00	0,00	0,00	0,00	1423,01	12313,53
10/31/2003	416,63	33558,88	800,94	68074,19	0,00	0,00	0,00	0,00	1780,66	14094,19

11/30/2003	392,64	33951,53	771,08	68845,27	0,00	0,00	0,00	0,00	1235,17	15329,36
12/31/2003	407,64	34359,17	793,19	69638,46	0,00	0,00	0,00	0,00	1867,78	17197,14
1/31/2004	455,32	34814,49	913,49	70551,95	0,00	0,00	0,00	0,00	1982,00	19179,14
2/29/2004	444,08	35258,57	864,74	71416,69	0,00	0,00	0,00	0,00	1528,57	20707,71
FECHA	Qo	Np	Qg	Gp	Qw	Wp	Qwiny.	Winy.	Qginy.	Giny.
(m/d/a)	(MBbl)	(MBbl)	(MMPCN)	(MMPCN)	(MBbl)	(MBbl)	(MBbl)	Acum.	(MMPCN)	Acum.
								(MBbl)		(MMPCN)
3/31/2004	477,69	35736,26	934,27	72350,96	0,00	0,00	207,00	207,00	1636,92	22344,63
4/30/2004	485,76	36222,02	980,97	73331,93	0,00	0,00	311,40	518,39	1443,61	23788,24
5/31/2004	482,61	36704,63	941,49	74273,42	0,00	0,00	614,46	1132,85	1654,52	25442,76
6/30/2004	491,41	37196,04	993,99	75267,41	0,00	0,00	1034,25	2167,10	486,07	25928,83
7/31/2004	517,60	37713,64	1077,51	76344,92	0,00	0,00	1257,32	3424,41	801,57	26730,40
8/31/2004	505,13	38218,77	1099,08	77444,00	0,00	0,00	1417,78	4842,19	601,42	27331,82
9/30/2004	516,47	38735,24	1151,65	78595,65	0,00	0,00	1394,11	6236,31	492,07	27823,89
10/31/2004	527,76	39263,00	1227,38	79823,03	0,00	0,00	1177,84	7414,15	437,07	28260,96
11/30/2004	540,51	39803,51	1189,66	81012,69	0,00	0,00	1316,33	8730,47	618,62	28879,58
12/31/2004	557,65	40361,16	1279,30	82291,99	0,00	0,00	1436,51	10166,98	776,52	29656,10
1/31/2005	543,67	40904,83	1259,34	83551,33	0,00	0,00	1378,98	11545,96	355,63	30011,73
2/28/2005	488,61	41393,44	1142,15	84693,48	1,06	1,06	1154,76	12700,72	582,22	30593,95
3/31/2005	440,70	41834,13	1044,97	85738,45	2,86	3,91	1229,34	13930,06	496,88	31090,83
4/30/2005	608,23	42442,36	1442,48	87180,93	4,45	8,36	1316,38	15246,44	936,74	32027,57
5/31/2005	621,98	43064,34	1461,14	88642,07	4,09	12,45	1375,34	16621,78	826,50	32854,07
6/30/2005	597,70	43662,04	1450,13	90092,20	4,21	16,67	1262,96	17884,74	915,00	33769,07
7/31/2005	620,63	44282,67	1579,34	91671,54	4,70	21,36	841,85	18726,59	1030,08	34799,15
8/31/2005	642,61	44925,28	1722,94	93394,48	5,54	26,91	1046,14	19772,73	1355,52	36154,67
9/30/2005	598,10	45523,38	1646,10	95040,58	5,48	32,39	826,28	20599,01	1312,90	37467,57
10/31/2005	584,18	46107,55	1665,03	96705,61	6,07	38,46	1109,92	21708,93	1195,79	38663,36
11/30/2005	537,58	46645,14	1614,18	98319,79	5,97	44,43	452,94	22161,87	1024,29	39687,65
12/31/2005	545,45	47190,58	1716,71	100036,50	5,69	50,12	917,04	23078,90	1304,24	40991,89
1/31/2006	535,54	47726,12	1772,96	101809,46	7,79	57,91	879,67	23958,57	1623,85	42615,74
2/28/2006	473,86	48199,98	1765,89	103575,35	7,93	65,84	789,02	24747,59	1350,53	43966,27
3/31/2006	519,38	48719,36	2022,53	105597,88	0,00	65,84	858,28	25605,86	1460,78	45427,05
4/30/2006	471,42	49190,77	2015,55	107613,43	0,48	66,32	793,49	26399,35	1506,99	46934,04
5/31/2006	483,82	49674,60	2103,76	109717,18	0,56	66,89	788,60	27187,94	1753,00	48687,04
6/30/2006	454,24	50128,83	2043,47	111760,66	0,93	67,82	752,33	27940,27	1701,16	50388,20
7/31/2006	471,57	50600,40	2124,96	113885,61	0,28	68,10	707,26	28647,53	1634,14	52022,34
8/31/2006	455,24	51055,64	2051,77	115937,38	0,06	68,15	599,38	29246,91	1232,07	53254,41
9/30/2006	434,33	51489,96	1862,44	117799,82	0,05	68,20	658,25	29905,16	631,82	53886,23
10/31/2006	465,64	51955,60	2019,59	119819,41	0,44	68,64	519,98	30425,14	652,71	54538,94
11/30/2006	429,01	52384,61	1852,57	121671,97	0,18	68,82	569,61	30994,75	674,72	55213,66
12/31/2006	405,30	52789,92	2014,11	123686,09	0,70	69,51	875,25	31870,00	680,94	55894,60
1/31/2007	463,65	53253,56	2020,57	125706,66	0,73	70,24	877,49	32747,49	727,76	56622,36
2/28/2007	373,05	53626,61	1636,89	127343,55	0,00	70,24	787,64	33535,13	627,13	57249,49
3/31/2007	470,91	54097,52	1806,24	129149,79	0,22	70,46	867,58	34402,71	735,27	57984,76

4/30/2007	454,62	54552,14	1608,27	130758,06	0,31	70,77	697,75	35100,46	694,07	58678,83
5/31/2007	470,31	55022,45	1570,08	132328,14	0,70	71,47	844,01	35944,46	681,17	59360,00
6/30/2007	454,82	55477,26	1448,04	133776,18	0,73	72,20	773,74	36718,20	660,67	60020,67
7/31/2007	470,40	55947,67	1500,53	135276,70	0,79	72,98	917,77	37635,97	659,33	60680,00
8/31/2007	490,61	56438,28	1528,22	136804,92	0,73	73,72	832,63	38468,60	596,00	61276,00
9/30/2007	494,93	56933,20	1481,34	138286,25	0,85	74,57	792,54	39261,14	374,45	61650,45
FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl)	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
10/31/2007	497,22	57430,42	1590,83	139877,09	1,26	75,83	830,60	40091,75	382,65	62033,10
11/30/2007	477,11	57907,53	1319,20	141196,29	1,03	76,86	759,95	40851,69	550,20	62583,30
12/31/2007	464,23	58371,76	1313,22	142509,51	0,55	77,42	817,23	41668,92	571,17	63154,47
1/31/2008	479,61	58851,37	1483,25	143992,77	1,91	79,32	899,22	42568,14	757,58	63912,05
2/29/2008	460,72	59312,09	1419,46	145412,22	0,88	80,21	874,86	43443,00	759,64	64671,69
3/31/2008	509,28	59821,37	1495,19	146907,41	0,82	81,03	979,03	44422,03	819,29	65490,98
4/30/2008	508,99	60330,36	1549,99	148457,40	0,63	81,66	917,39	45339,42	805,71	66296,69
5/31/2008	544,59	60874,95	1701,12	150158,52	0,44	82,09	941,23	46280,65	762,26	67058,95
6/30/2008	516,98	61391,93	1709,53	151868,05	0,27	82,36	912,19	47192,84	720,49	67779,44



C.2. PANEL ESTE

FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl)	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
7/31/1998	354,67	354,67	485,79	485,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/1998	415,80	770,46	654,09	1139,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/1998	417,39	1187,85	707,17	1847,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/1998	280,65	1468,50	452,90	2299,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/1998	208,38	1676,88	337,19	2637,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/1998	270,83	1947,71	473,79	3110,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/1999	299,42	2247,13	546,07	3656,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/28/1999	556,81	2803,94	1429,37	5086,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/1999	710,43	3514,36	1884,32	6970,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/1999	642,34	4156,71	1758,20	8728,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/1999	612,83	4769,53	1631,04	10359,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/1999	386,18	5155,71	1064,88	11424,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/1999	676,36	5832,08	1713,92	13138,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/1999	573,01	6405,08	1377,72	14516,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/1999	565,61	6970,70	1314,63	15831,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/1999	466,19	7436,89	1150,80	16981,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/1999	337,00	7773,89	779,24	17761,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/1999	489,53	8263,42	1076,92	18838,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/2000	536,64	8800,06	1118,62	19956,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/29/2000	431,81	9231,86	946,24	20902,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/2000	423,49	9655,35	936,27	21839,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/2000	313,41	9968,76	672,26	22511,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/2000	204,45	10173,21	425,46	22936,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/2000	278,38	10451,59	646,76	23583,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/2000	256,15	10707,73	555,74	24139,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/2000	321,74	11029,47	658,93	24798,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/2000	284,31	11313,78	585,88	25384,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/2000	368,56	11682,34	758,73	26142,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/2000	388,20	12070,54	840,54	26983,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/2000	213,71	12284,25	381,83	27365,29	0,00	0,00	0,00	0,00	811,12	811,12
1/31/2001	364,09	12648,35	657,74	28023,02	0,00	0,00	0,00	0,00	2031,95	2843,07
2/28/2001	341,53	12989,88	594,01	28617,03	0,00	0,00	0,00	0,00	1249,85	4092,92
3/31/2001	395,59	13385,47	694,93	29311,96	0,00	0,00	0,00	0,00	910,19	5003,11
4/30/2001	433,57	13819,04	770,44	30082,40	0,00	0,00	0,00	0,00	878,40	5881,51
5/31/2001	480,25	14299,29	864,10	30946,50	0,00	0,00	0,00	0,00	1087,53	6969,04
6/30/2001	462,86	14762,15	838,79	31785,29	0,00	0,00	0,00	0,00	1110,60	8079,64
7/31/2001	467,79	15229,94	853,80	32639,09	0,00	0,00	0,00	0,00	1156,09	9235,73
8/31/2001	478,64	15708,58	884,63	33523,72	0,00	0,00	0,00	0,00	1194,42	10430,15
9/30/2001	456,76	16165,35	830,88	34354,60	0,00	0,00	0,00	0,00	1198,49	11628,64

FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl)	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
10/31/2001	464,76	16630,10	841,73	35196,32	0,00	0,00	0,00	0,00	1206,90	12835,54
11/30/2001	439,49	17069,59	808,93	36005,25	0,00	0,00	0,00	0,00	559,21	13394,75
12/31/2001	450,06	17519,65	827,76	36833,01	0,00	0,00	0,00	0,00	938,13	14332,88
1/31/2002	467,23	17986,87	870,22	37703,23	0,00	0,00	0,00	0,00	709,58	15042,46
2/28/2002	422,66	18409,54	814,91	38518,14	0,00	0,00	0,00	0,00	642,10	15684,56
3/31/2002	443,79	18853,33	835,95	39354,09	0,00	0,00	0,00	0,00	714,66	16399,22
4/30/2002	421,83	19275,15	780,99	40135,08	0,00	0,00	0,00	0,00	797,13	17196,35
5/31/2002	487,55	19762,70	913,92	41049,00	0,00	0,00	0,00	0,00	995,15	18191,50
6/30/2002	553,69	20316,39	1089,92	42138,92	0,00	0,00	0,00	0,00	913,26	19104,76
7/31/2002	565,57	20881,96	1150,86	43289,78	0,00	0,00	0,00	0,00	913,09	20017,85
8/31/2002	571,73	21453,68	1207,14	44496,92	0,00	0,00	0,00	0,00	904,54	20922,39
9/30/2002	519,43	21973,11	1107,97	45604,89	0,00	0,00	0,00	0,00	799,90	21722,29
10/31/2002	376,91	22350,03	812,02	46416,90	0,00	0,00	0,00	0,00	708,22	22430,51
11/30/2002	499,16	22849,19	1064,81	47481,71	0,00	0,00	0,00	0,00	630,20	23060,71
12/31/2002	84,81	22934,00	181,14	47662,85	0,00	0,00	0,00	0,00	147,63	23208,34
1/31/2003	292,96	23226,96	619,44	48282,29	0,00	0,00	0,00	0,00	344,02	23552,36
2/28/2003	401,44	23628,40	866,50	49148,78	0,00	0,00	0,00	0,00	364,97	23917,33
3/31/2003	441,94	24070,35	963,85	50112,63	0,00	0,00	0,00	0,00	930,72	24848,05
4/30/2003	395,06	24465,41	852,46	50965,09	0,00	0,00	0,00	0,00	816,32	25664,37
5/31/2003	410,05	24875,46	881,95	51847,04	0,00	0,00	0,00	0,00	471,82	26136,19
6/30/2003	390,42	25265,88	823,01	52670,05	0,00	0,00	0,00	0,00	458,71	26594,90
7/31/2003	400,70	25666,58	834,29	53504,34	0,00	0,00	0,00	0,00	467,09	27061,99
8/31/2003	397,58	26064,16	828,04	54332,37	0,00	0,00	0,00	0,00	482,05	27544,04
9/30/2003	361,25	26425,41	760,52	55092,89	0,00	0,00	0,00	0,00	447,66	27991,70
10/31/2003	347,45	26772,86	745,73	55838,62	0,00	0,00	0,00	0,00	589,48	28581,18
11/30/2003	362,54	27135,39	794,70	56633,32	0,00	0,00	0,00	0,00	485,37	29066,55
12/31/2003	372,84	27508,23	816,27	57449,59	0,00	0,00	0,00	0,00	623,36	29689,91
1/31/2004	341,95	27850,18	782,26	58231,85	0,00	0,00	0,00	0,00	655,00	30344,91
2/29/2004	275,39	28125,57	614,57	58846,42	0,00	0,00	0,00	0,00	541,43	30886,34
3/31/2004	359,84	28485,40	792,34	59638,76	0,00	0,00	0,00	0,00	777,86	31664,20
4/30/2004	307,75	28793,15	696,58	60335,34	0,00	0,00	0,00	0,00	821,00	32485,20
5/31/2004	314,30	29107,45	797,28	61132,62	0,00	0,00	0,00	0,00	971,06	33456,26
6/30/2004	253,49	29360,94	657,61	61790,23	0,00	0,00	0,00	0,00	1928,41	35384,67
7/31/2004	316,34	29677,28	802,82	62593,05	0,00	0,01	0,00	0,00	1429,06	36813,73
8/31/2004	407,07	30084,35	1123,57	63716,62	0,00	0,01	0,00	0,00	1310,78	38124,51
9/30/2004	361,11	30445,46	1088,13	64804,75	0,00	0,01	0,00	0,00	1600,89	39725,40
10/31/2004	352,55	30798,02	1047,46	65852,21	0,00	0,01	0,00	0,00	1558,28	41283,68
11/30/2004	316,71	31114,73	885,16	66737,37	0,00	0,01	0,00	0,00	1369,26	42652,94
12/31/2004	384,57	31499,30	956,42	67693,79	0,00	0,01	0,00	0,00	1449,12	44102,06
1/31/2005	494,37	31993,67	1123,62	68817,41	0,00	0,01	0,00	0,00	1657,28	45759,34
2/28/2005	446,99	32440,66	1086,73	69904,14	1,52	1,53	0,00	0,00	1533,94	47293,28

3/31/2005	290,07	32730,74	775,82	70679,96	2,89	4,42	0,00	0,00	1072,82	48366,10
4/30/2005	362,02	33092,76	1055,81	71735,77	3,71	8,13	0,00	0,00	1724,82	50090,92

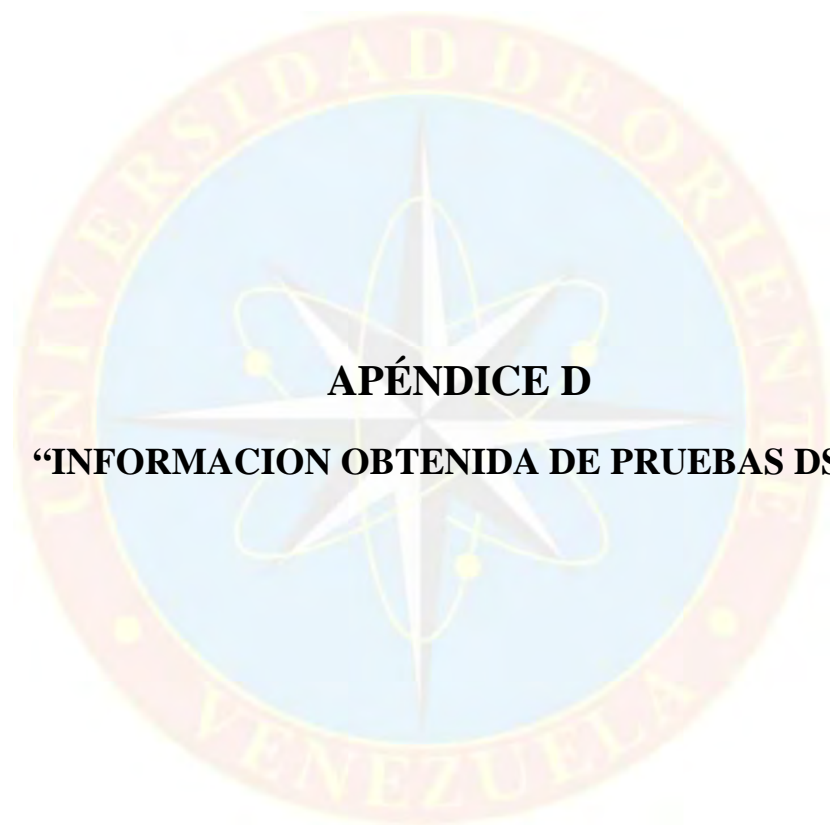
FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl)	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
5/31/2005	329,82	33422,58	1017,13	72752,90	2,94	11,07	0,00	0,00	1656,41	51747,33
6/30/2005	297,14	33719,72	993,43	73746,33	2,79	13,86	0,00	0,00	1526,14	53273,47
7/31/2005	276,84	33996,55	979,47	74725,80	2,71	16,57	94,69	94,69	1173,65	54447,12
8/31/2005	261,20	34257,75	984,75	75710,55	2,81	19,37	309,18	403,87	1024,50	55471,62
9/30/2005	255,05	34512,80	1016,01	76726,56	2,87	22,24	297,92	701,79	1026,12	56497,74
10/31/2005	266,18	34778,98	1090,77	77817,33	3,42	25,67	296,60	998,38	1063,29	57561,03
11/30/2005	247,55	35026,53	1048,61	78865,94	3,33	28,99	173,95	1172,34	997,50	58558,53
12/31/2005	207,52	35234,05	882,63	79748,57	2,46	31,45	331,86	1504,20	1009,31	59567,84
1/31/2006	208,65	35442,70	969,66	80718,23	0,84	32,29	403,49	1907,69	910,55	60478,39
2/28/2006	155,77	35598,46	707,87	81426,10	0,01	32,30	337,37	2245,06	949,99	61428,38
3/31/2006	161,02	35759,48	706,97	82133,07	0,14	32,44	199,11	2444,16	1048,12	62476,50
4/30/2006	164,32	35923,80	722,02	82855,09	0,23	32,67	221,62	2665,78	1052,12	63528,63
5/31/2006	168,65	36092,44	752,74	83607,83	0,08	32,75	213,60	2879,38	1080,70	64609,33
6/30/2006	158,33	36250,77	733,21	84341,04	0,00	32,75	207,58	3086,96	976,61	65585,94
7/31/2006	174,64	36425,42	809,46	85150,50	0,08	32,83	189,49	3276,45	1056,63	66642,57
8/31/2006	179,68	36605,10	808,73	85959,23	0,51	33,34	190,68	3467,14	1063,47	67706,04
9/30/2006	174,76	36779,86	772,99	86732,22	0,06	33,39	199,96	3667,09	1053,32	68759,36
10/31/2006	178,20	36958,06	830,68	87562,91	0,00	33,39	212,06	3879,15	1114,98	69874,34
11/30/2006	169,92	37127,97	808,44	88371,35	0,00	33,39	187,14	4066,29	1082,06	70956,40
12/31/2006	173,54	37301,52	857,15	89228,50	0,00	33,39	159,76	4226,05	1048,15	72004,55
1/31/2007	166,49	37468,01	864,09	90092,59	0,00	33,39	186,45	4412,50	1065,58	73070,13
2/28/2007	134,64	37602,65	728,45	90821,04	0,00	33,39	166,62	4579,12	945,57	74015,70
3/31/2007	170,87	37773,52	952,38	91773,42	0,23	33,62	158,21	4737,33	1082,96	75098,66
4/30/2007	152,40	37925,92	923,04	92696,46	0,02	33,64	127,32	4864,66	1040,18	76138,84
5/31/2007	170,86	38096,78	1013,07	93709,53	0,03	33,67	127,92	4992,58	1048,44	77187,28
6/30/2007	189,73	38286,52	1189,59	94899,12	0,74	34,40	147,60	5140,18	982,84	78170,12
7/31/2007	194,60	38481,11	1239,22	96138,34	1,69	36,09	156,27	5296,45	1058,06	79228,18
8/31/2007	220,69	38701,80	1389,71	97528,05	2,30	38,39	196,66	5493,11	1014,23	80242,41
9/30/2007	224,77	38926,57	1391,94	98919,98	2,64	41,03	196,23	5689,34	963,42	81205,83
10/31/2007	234,22	39160,78	1378,00	100297,99	0,89	41,92	209,09	5898,43	1009,30	82215,13
11/30/2007	243,05	39403,84	1509,24	101807,23	1,13	43,05	196,02	6094,46	1002,95	83218,08
12/31/2007	255,42	39659,26	1509,89	103317,11	1,15	44,20	206,85	6301,30	1042,49	84260,57
1/31/2008	245,11	39904,37	1337,70	104654,81	0,00	44,20	241,60	6542,90	1036,79	85297,36
2/29/2008	234,64	40139,01	1303,31	105958,12	0,09	44,28	248,46	6791,36	963,11	86260,47
3/31/2008	259,96	40398,97	1493,77	107451,89	0,16	44,44	248,01	7039,37	1049,56	87310,03
4/30/2008	250,35	40649,32	1409,56	108861,45	0,15	44,59	222,20	7261,57	1005,68	88315,71
5/31/2008	241,94	40891,26	1421,15	110282,60	0,97	45,55	228,75	7490,32	1054,58	89370,29
6/30/2008	230,50	41121,76	1231,66	111514,26	0,99	46,55	231,90	7722,22	1021,31	90391,60

C.3. PANEL OESTE

FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl)	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
2/28/1998	12,87	12,87	5,04	5,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/1998	157,62	170,49	116,86	121,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/1998	151,19	321,68	121,05	242,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/1998	154,99	476,67	124,75	367,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/1998	160,57	637,23	120,39	488,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/1998	140,27	777,50	111,37	599,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/1998	124,61	902,11	115,21	714,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/1998	127,01	1029,12	105,00	819,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/1998	130,33	1159,45	108,17	927,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/1998	119,23	1278,68	79,12	1006,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/1998	112,57	1391,25	61,79	1068,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/1999	137,84	1529,08	80,60	1149,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/28/1999	111,16	1640,24	82,80	1232,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/1999	82,28	1722,53	65,48	1297,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/1999	55,82	1778,34	41,31	1338,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/1999	46,01	1824,35	40,87	1379,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/1999	30,18	1854,53	18,17	1397,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/1999	54,84	1909,37	29,18	1427,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/1999	39,43	1948,80	28,96	1456,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9/30/1999	12,91	1961,71	9,38	1465,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10/31/1999	30,22	1991,93	30,59	1496,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11/30/1999	30,61	2022,54	24,39	1520,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12/31/1999	41,32	2063,86	33,62	1554,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1/31/2000	30,26	2094,12	24,38	1578,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2/29/2000	33,64	2127,75	27,18	1605,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3/31/2000	34,19	2161,94	27,88	1633,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4/30/2000	91,93	2253,87	42,37	1675,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5/31/2000	147,36	2401,23	72,58	1748,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6/30/2000	88,56	2489,79	71,04	1819,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7/31/2000	20,07	2509,86	7,18	1826,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8/31/2000	99,13	2608,99	57,99	1884,68	0,00	0,00	24,77	24,77	0,00	0,00
9/30/2000	98,72	2707,71	60,01	1944,69	0,00	0,00	222,13	246,90	0,00	0,00
10/31/2000	112,34	2820,05	68,63	2013,32	0,00	0,00	244,49	491,39	0,00	0,00
11/30/2000	116,60	2936,65	70,65	2083,97	0,00	0,00	223,70	715,09	0,00	0,00
12/31/2000	137,34	3073,99	82,02	2165,99	0,00	0,00	215,38	930,47	0,00	0,00
1/31/2001	140,27	3214,25	84,39	2250,39	0,00	0,00	205,26	1135,72	0,00	0,00
2/28/2001	109,92	3324,18	59,54	2309,92	0,00	0,00	165,79	1301,51	0,00	0,00
3/31/2001	144,36	3468,53	72,41	2382,34	0,00	0,00	159,40	1460,91	0,00	0,00
4/30/2001	145,80	3614,33	83,04	2465,38	0,00	0,00	157,59	1618,50	0,00	0,00
5/31/2001	145,38	3759,71	82,91	2548,29	0,00	0,00	157,75	1776,24	0,00	0,00
6/30/2001	139,50	3899,20	80,89	2629,18	0,00	0,00	121,67	1897,91	0,00	0,00
7/31/2001	131,53	4030,74	79,14	2708,32	0,00	0,00	133,93	2031,84	0,00	0,00
8/31/2001	131,27	4162,01	79,44	2787,76	0,00	0,00	132,16	2164,00	0,00	0,00
9/30/2001	124,41	4286,42	75,20	2862,96	0,00	0,00	108,97	2272,96	0,00	0,00

10/31/2001	125,72	4412,15	75,84	2938,80	0,00	0,00	111,36	2384,32	0,00	0,00
11/30/2001	30,22	4442,36	0,33	2939,12	0,00	0,00	105,41	2489,74	0,00	0,00
FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl)	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
12/31/2001	59,74	4502,10	17,89	2957,01	0,00	0,00	107,33	2597,07	0,00	0,00
1/31/2002	79,76	4581,86	48,21	3005,23	0,00	0,00	101,21	2698,28	0,00	0,00
2/28/2002	80,03	4661,89	50,51	3055,73	0,00	0,00	103,62	2801,90	0,00	0,00
3/31/2002	88,67	4750,56	54,62	3110,35	0,00	0,00	100,20	2902,10	0,00	0,00
4/30/2002	85,14	4835,70	52,26	3162,62	0,00	0,00	76,26	2978,36	0,00	0,00
5/31/2002	82,49	4918,19	49,97	3212,58	0,00	0,00	71,71	3050,07	0,00	0,00
6/30/2002	76,58	4994,77	47,63	3260,21	0,00	0,00	93,03	3143,10	0,00	0,00
7/31/2002	85,77	5080,53	52,15	3312,36	0,00	0,00	88,81	3231,91	0,00	0,00
8/31/2002	84,03	5164,56	50,71	3363,07	0,00	0,00	90,89	3322,79	0,00	0,00
9/30/2002	81,97	5246,53	50,03	3413,10	0,00	0,00	75,24	3398,04	0,00	0,00
10/31/2002	85,97	5332,49	44,36	3457,46	0,00	0,00	80,41	3478,45	0,00	0,00
11/30/2002	89,62	5422,11	53,38	3510,84	0,00	0,00	68,23	3546,68	0,00	0,00
12/31/2002	75,91	5498,02	43,80	3554,64	0,00	0,00	3,67	3550,35	0,00	0,00
1/31/2003	77,01	5575,03	45,02	3599,66	0,00	0,00	22,41	3572,76	0,00	0,00
2/28/2003	63,11	5638,14	37,66	3637,32	0,00	0,00	103,16	3675,92	0,00	0,00
3/31/2003	76,43	5714,57	47,72	3685,04	0,00	0,00	117,09	3793,01	0,00	0,00
4/30/2003	77,97	5792,54	46,96	3731,99	0,00	0,00	96,54	3889,55	0,00	0,00
5/31/2003	82,37	5874,91	48,69	3780,68	0,00	0,00	90,50	3980,05	0,00	0,00
6/30/2003	82,49	5957,40	47,88	3828,56	0,00	0,00	72,34	4052,40	0,00	0,00
7/31/2003	84,51	6041,92	48,48	3877,04	0,00	0,00	82,20	4134,59	0,00	0,00
8/31/2003	83,81	6125,73	48,05	3925,09	0,00	0,00	78,47	4213,06	0,00	0,00
9/30/2003	70,00	6195,73	40,41	3965,50	0,00	0,00	65,59	4278,65	0,00	0,00
10/31/2003	54,03	6249,77	0,49	3965,99	0,00	0,00	62,72	4341,37	0,00	0,00
11/30/2003	74,14	6323,90	10,60	3976,59	0,00	0,00	72,37	4413,74	0,00	0,00
12/31/2003	83,76	6407,66	50,15	4026,74	0,00	0,00	89,44	4503,17	0,00	0,00
1/31/2004	82,67	6490,34	51,24	4077,98	0,00	0,00	109,28	4612,45	0,00	0,00
2/29/2004	78,20	6568,54	44,77	4122,75	0,00	0,00	119,79	4732,24	0,00	0,00
3/31/2004	83,94	6652,48	48,24	4170,99	0,00	0,00	67,13	4799,37	0,00	0,00
4/30/2004	79,25	6731,72	46,89	4217,88	0,00	0,00	3,08	4802,45	0,00	0,00
5/31/2004	76,39	6808,11	44,98	4262,86	0,00	0,00	76,11	4878,56	0,00	0,00
6/30/2004	71,89	6880,01	40,86	4303,72	0,00	0,00	57,79	4936,35	0,00	0,00
7/31/2004	71,74	6951,74	40,97	4344,69	0,00	0,00	53,34	4989,69	0,00	0,00
8/31/2004	66,17	7017,91	39,44	4384,13	0,00	0,00	72,80	5062,49	0,00	0,00
9/30/2004	60,43	7078,34	37,24	4421,37	0,00	0,00	70,70	5133,19	0,00	0,00
10/31/2004	63,96	7142,29	39,67	4461,04	0,00	0,00	62,59	5195,77	0,00	0,00
11/30/2004	66,68	7208,97	38,29	4499,33	0,00	0,00	43,46	5239,23	0,00	0,00
12/31/2004	87,01	7295,98	51,04	4550,37	0,00	0,00	51,47	5290,70	0,00	0,00
1/31/2005	81,33	7377,31	50,15	4600,52	0,00	0,00	43,31	5334,01	0,00	0,00
2/28/2005	79,43	7456,74	42,67	4643,19	1,32	1,32	80,81	5414,82	0,00	0,00
3/31/2005	92,64	7549,38	56,71	4699,90	0,76	2,08	92,09	5506,91	0,00	0,00
4/30/2005	86,41	7635,79	41,75	4741,65	0,12	2,20	104,80	5611,71	0,00	0,00
5/31/2005	92,70	7728,49	42,56	4784,21	0,18	2,37	100,80	5712,51	0,00	0,00
6/30/2005	89,03	7817,52	47,52	4831,73	0,23	2,61	80,28	5792,79	0,00	0,00
7/31/2005	82,23	7899,75	42,66	4874,39	0,23	2,84	73,18	5865,97	0,00	0,00

8/31/2005	82,09	7981,84	43,73	4918,12	0,26	3,10	89,62	5955,59	0,00	0,00
9/30/2005	77,45	8059,29	40,52	4958,64	0,26	3,35	81,53	6037,12	0,00	0,00
10/31/2005	82,91	8142,20	43,53	5002,17	0,31	3,66	86,62	6123,74	0,00	0,00
11/30/2005	77,15	8219,35	40,20	5042,37	0,30	3,96	41,84	6165,58	0,00	0,00
12/31/2005	78,37	8297,72	39,84	5082,21	0,29	4,25	109,54	6275,12	0,00	0,00
FECHA (m/d/a)	Qo (MBbl)	Np (MBbl)	Qg (MMPCN)	Gp (MMPCN)	Qw (MBbl)	Wp (MBbl)	Qwiny. (MBbl)	Winy. Acum. (MBbl)	Qginy. (MMPCN)	Giny. Acum. (MMPCN)
1/31/2006	66,60	8364,32	32,94	5115,15	0,52	4,77	114,40	6389,52	0,00	0,00
2/28/2006	43,72	8408,04	22,68	5137,83	0,38	5,15	104,45	6493,98	0,00	0,00
3/31/2006	61,14	8469,17	32,80	5170,63	0,00	5,15	100,05	6594,03	0,00	0,00
4/30/2006	68,40	8537,57	20,99	5191,61	0,00	5,15	71,31	6665,34	0,00	0,00
5/31/2006	70,20	8607,77	33,27	5224,88	0,00	5,15	67,61	6732,95	0,00	0,00
6/30/2006	65,95	8673,73	24,01	5248,89	0,00	5,15	64,08	6797,02	0,00	0,00
7/31/2006	64,76	8738,49	19,99	5268,88	0,00	5,15	79,47	6876,49	0,00	0,00
8/31/2006	60,96	8799,44	21,62	5290,51	0,00	5,15	60,35	6936,84	0,00	0,00
9/30/2006	61,66	8861,10	13,79	5304,29	0,00	5,15	35,87	6972,71	0,00	0,00
10/31/2006	63,22	8924,32	14,99	5319,29	0,00	5,15	0,00	6972,71	0,00	0,00
11/30/2006	58,50	8982,82	22,77	5342,05	0,00	5,15	0,00	6972,71	0,00	0,00
12/31/2006	61,55	9044,37	14,72	5356,78	0,00	5,15	0,00	6972,71	0,00	0,00
1/31/2007	53,81	9098,18	18,50	5375,27	0,00	5,15	0,00	6972,71	0,00	0,00
2/28/2007	44,76	9142,93	18,00	5393,27	0,00	5,15	0,00	6972,71	0,00	0,00
3/31/2007	50,86	9193,80	17,14	5410,41	0,00	5,15	0,00	6972,71	0,00	0,00
4/30/2007	48,76	9242,55	14,54	5424,95	0,00	5,15	0,00	6972,71	0,00	0,00
5/31/2007	46,29	9288,84	11,03	5435,98	0,04	5,20	0,00	6972,71	0,00	0,00
6/30/2007	49,71	9338,56	9,02	5445,00	0,02	5,22	0,00	6972,71	0,00	0,00
7/31/2007	55,06	9393,62	10,92	5455,93	0,00	5,22	0,00	6972,71	0,00	0,00
8/31/2007	103,76	9497,38	24,86	5480,78	0,10	5,32	0,00	6972,71	0,00	0,00
9/30/2007	120,92	9618,30	30,52	5511,30	0,00	5,32	0,00	6972,71	0,00	0,00
10/31/2007	145,32	9763,62	54,83	5566,13	0,00	5,32	0,00	6972,71	0,00	0,00
11/30/2007	147,08	9910,70	52,53	5618,66	0,50	5,82	0,00	6972,71	0,00	0,00
12/31/2007	159,92	10070,62	57,84	5676,50	0,00	5,82	0,00	6972,71	0,00	0,00
1/31/2008	141,10	10211,72	50,08	5726,58	0,00	5,82	0,00	6972,71	0,00	0,00
2/29/2008	113,48	10325,20	42,14	5768,72	0,00	5,82	0,00	6972,71	0,00	0,00
3/31/2008	107,35	10432,55	39,36	5808,08	0,03	5,85	0,00	6972,71	0,00	0,00
4/30/2008	80,05	10512,60	41,15	5849,23	0,22	6,06	0,00	6972,71	0,00	0,00
5/31/2008	70,97	10583,57	41,50	5890,73	0,22	6,29	0,00	6972,71	0,00	0,00
6/30/2008	73,02	10656,60	45,18	5935,91	0,24	6,53	0,00	6972,71	0,00	0,00



APÉNDICE D

“INFORMACION OBTENIDA DE PRUEBAS DST”

D.1. PRUEBAS DST CAMPO JUSEPÍN

Pozo	Tope (MD)	Base (MD)	DST	INTERVALO	Red. (plg)	Pres. cab (Lpc)	Qo (Bls/d)	Qg (MMPCG/d)	Qw (Bls/d)	RGP (Pcn/bn)	API	
J 476	16355	16500	4	NARICUAL	1/4	7376	1690	4,267	0	2525	35,8	
					3/8	6701	3530	9,38	0	2657	35,2	
					1/2	5679	5350	14,21	0	2657	34,4	
					3/4	3781	7800	-	0	-	-	
	16690	16882	3		1/4	7259	1640	3,995	0	2436	35,3	
					3/8	6492	3500	9,065	0	2590	35,2	
					1/2	5410	5300	12,969	0	2447	34,5	
					5/8	4390	6380	17,226	0	2700	34	
J 479	17582	17765	4	NARICUAL	1/4	5542	2800	1	0	480	27	
					3/8	4750	4800	2	0	420	27	
					5/8	2710	8200	4	0	445	27	
					1/2	3412	7500	3	0	380	26	
					3/8	4463	5500	2	0	400	26	
	17810	17993	3		3/8	990 - 820	1100	0,569	0	530	27	
					1/4	1350 - 1100	700	0,354	0	506	27,5	
					1/2	520 - 320	900	0,446	0	480	28	
					7/16	370 - 300	650	0,325	0	500	27	
	17885	17950	2		1/4	23	10	-	0	-	-	
	18038	18335	1		1/2	-	995	-	-	-	-	
					3/8	700	890	0,49	0	556	31	
					5/8	269	1080	0,67	0	616	30,5	
					11/16	250	1090	0,67	0	615	31	
	J 481	17842	18428		2	1/4	6715	1855	3,6	0	1916	32
						3/8	6086	3769	7,5	0	1980	32
5/8				4600		7512	17	0	2260	32		
J 484	19128	19832	1	NARICUAL	3/8	24	45	-	0	-	31,4	



APÉNDICE E

“INFORMACIÓN PARAMÉTROS PVT”

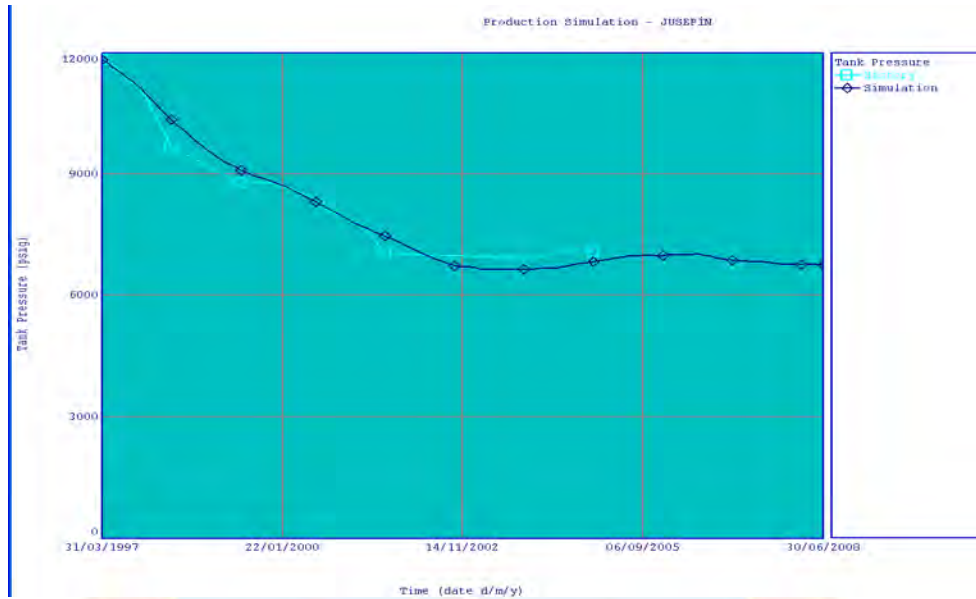
E.1. INFORMACIÓN OBTENIDA DE INFORMES PVT DEL CAMPO JUSEPÍN

VAPORIZACIÓN DIFERENCIAL											
	Condiciones Inic.		Estudio Masa Constante		Pi			Pb			
POZO	Pi	Tyac	Pb	Comp.	Bo	Rs	Dens. Petróleo	Bo	Rs	Dens. Petróleo	
	(Psia)	(°F)	(Psia)	(1/Psia)	(BY/BN)	(PCN/BN)	(g/cc)	(BY/BN)	(PCN/BN)	(g/cc)	
J 476	11821	295	6138	1,36E-05	1,88	2050	-	2,804	2050	0,503	
J 476	11742	290	5970	1,36E-05	-	-	-	2,821	-	0,504	
J 479	12350	330	3210	1,12E-05	1,643	951	0,718	1,917	951	0,615	
J 479	12006	320	2888	9,15E-06	1,407	652	0,745	1,567	652	0,669	
J 479	11918	317	2746	7,42E-06	1,386	638	0,762	1,535	638	0,688	
J 481	12160	300	5687	1,22E-05	2,128	2193	0,620	2,408	2193	0,548	
J 483	12170	325	3726	1,27E-05	1,029	963	0,605	1,745	963	0,833	
J 485	5800	316	3388	1,38E-05	1,533	779	0,697	1,600	779	0,668	
J 485	5800	316	5630	3,81E-05	-	-	-	-	-	-	
J 486	9408	302	5955	1,76E-05	2,370	2444	0,580	2,576	2444	0,533	
J 488	8537	316	3960	1,27E-05	1,675	1099	0,669	1,820	1099	0,616	



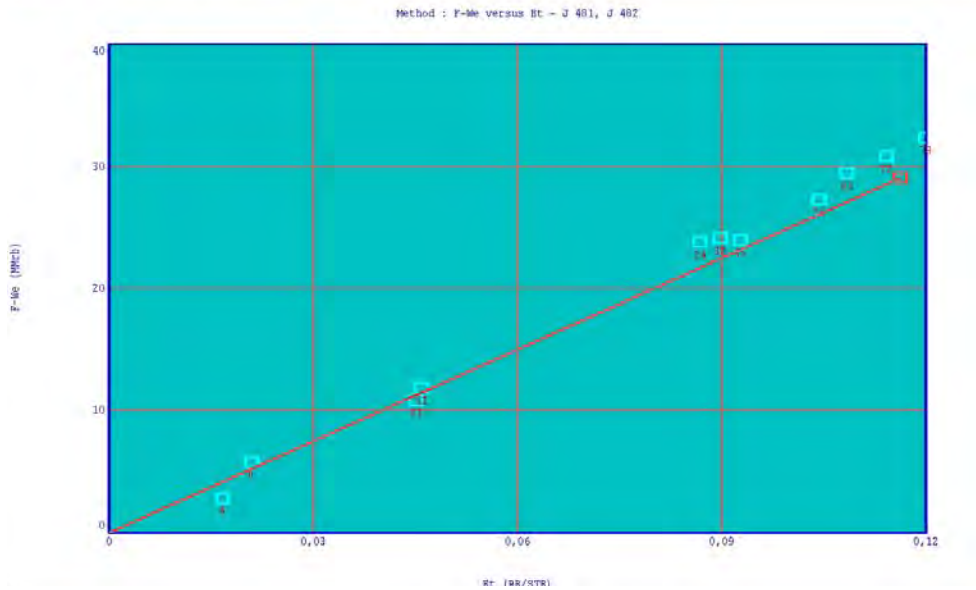
APÉNDICE F

“BALANCE DE MATERIALES”



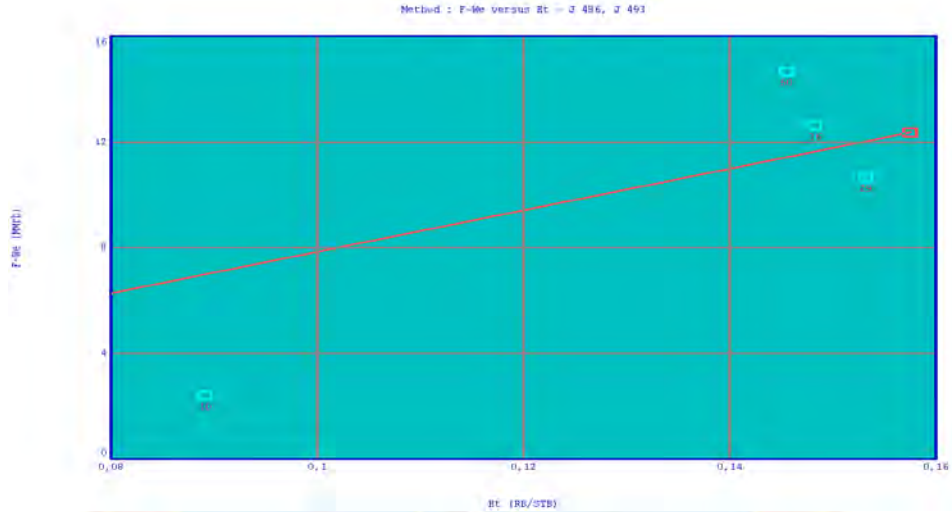
F.1. Run Simulación Panel Central

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



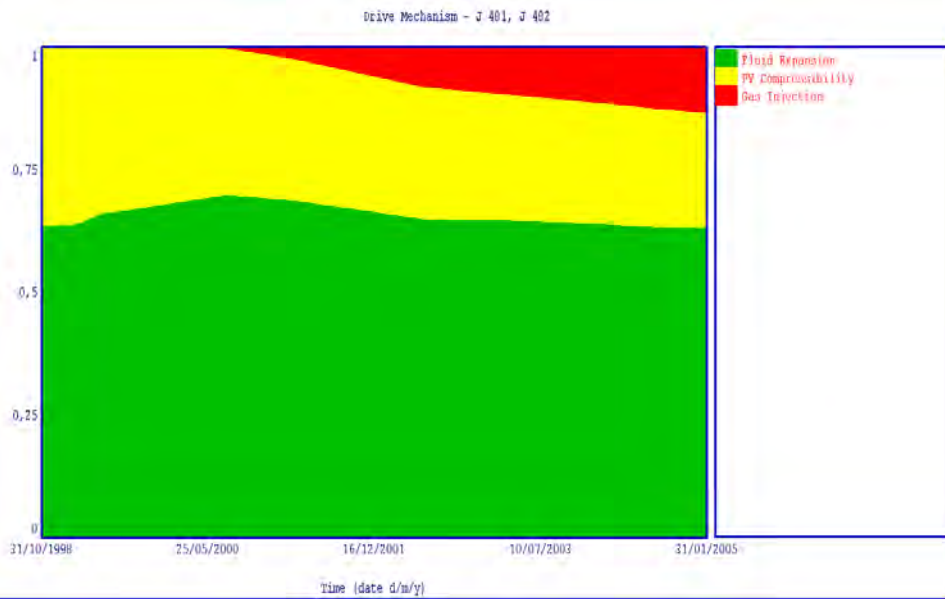
F.2. Método Gráfico panel este (tanque 1)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



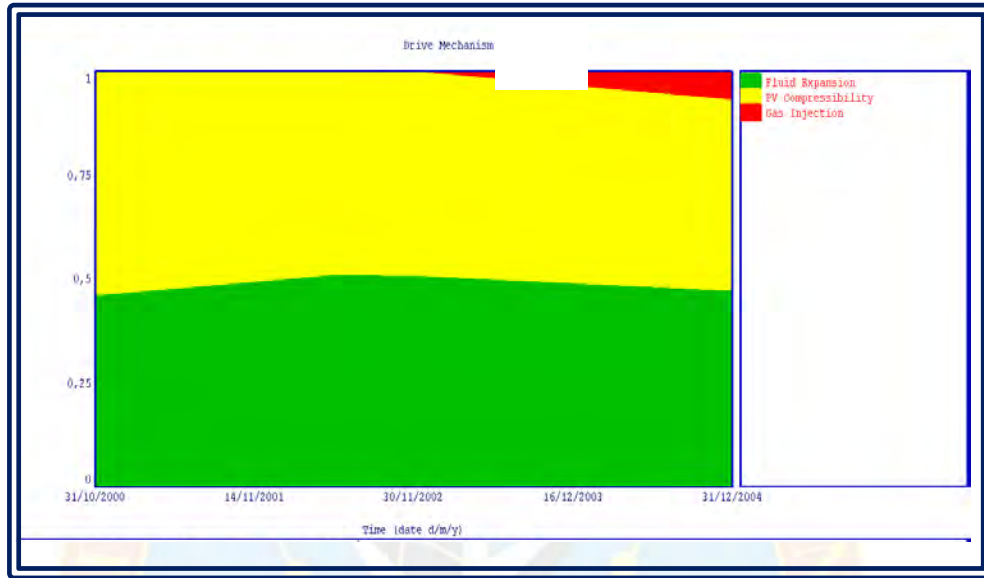
F.3. Método Gráfico panel este (tanque 2)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



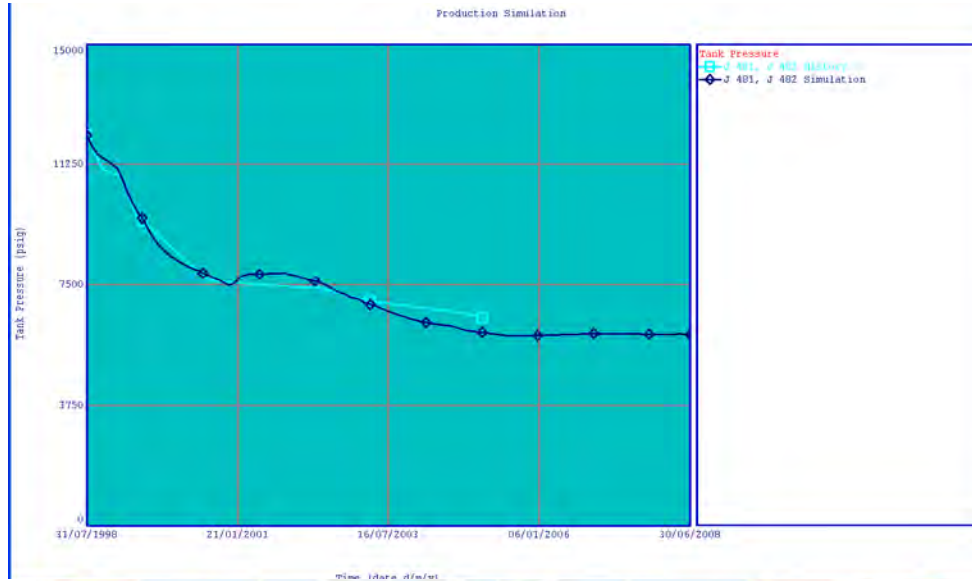
F.4. Mecanismos de producción del panel este (tanque1)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



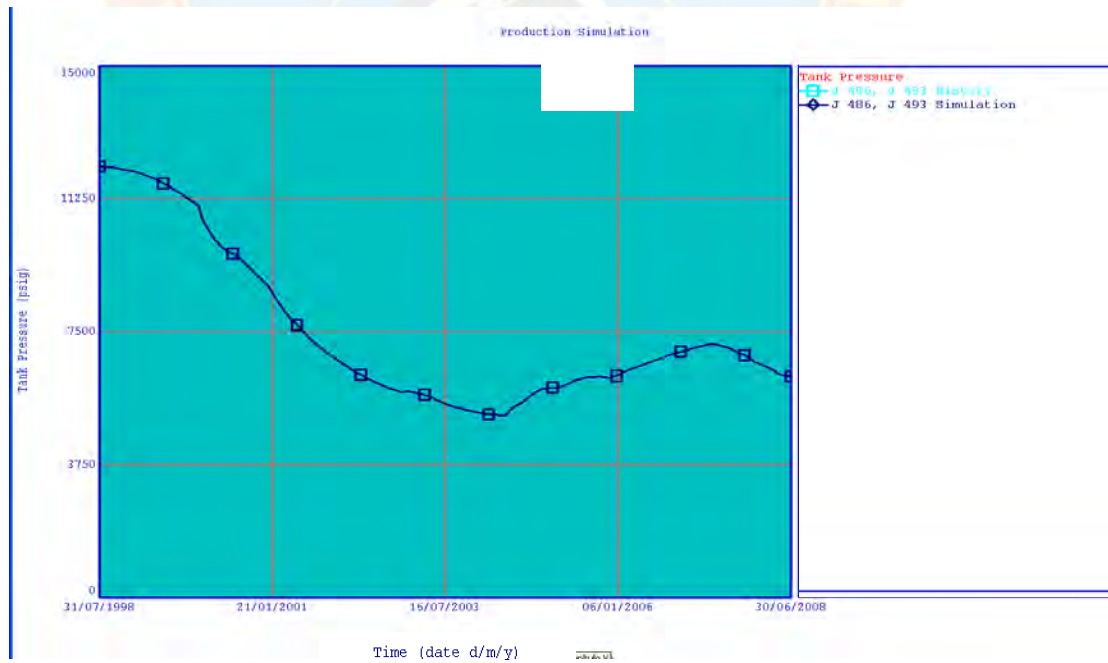
F.5. Mecanismos de producción del panel este (tanque2)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



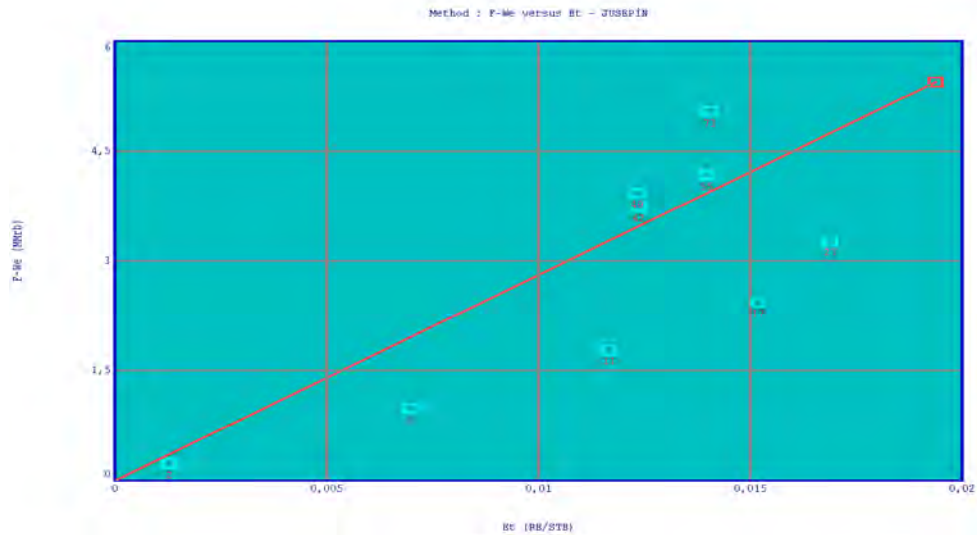
F.6.Run simulation panel este (tanque 1)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



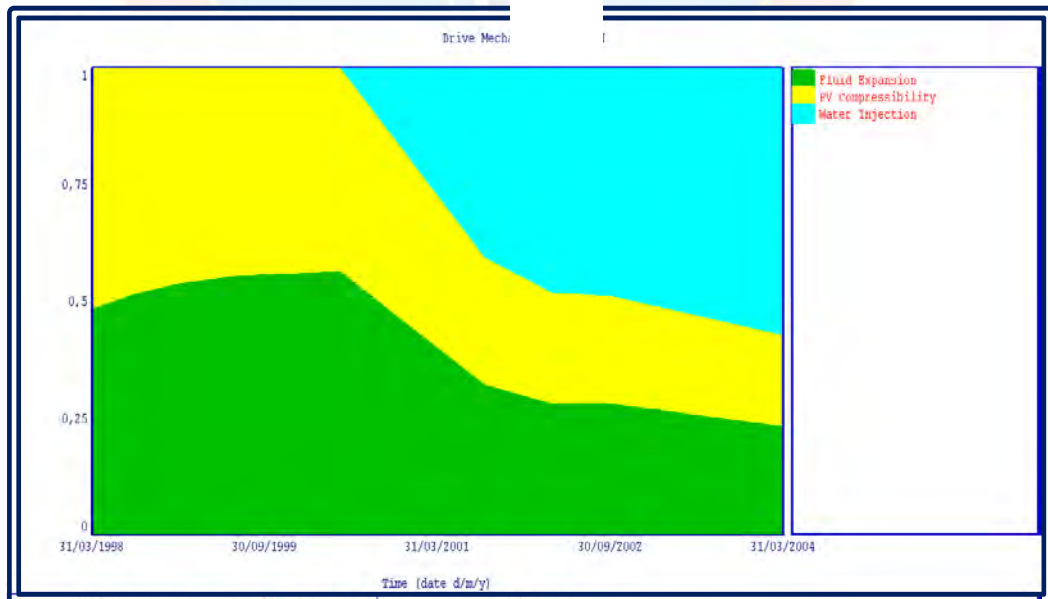
F.7. Run simulation panel este (tanque 2)

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



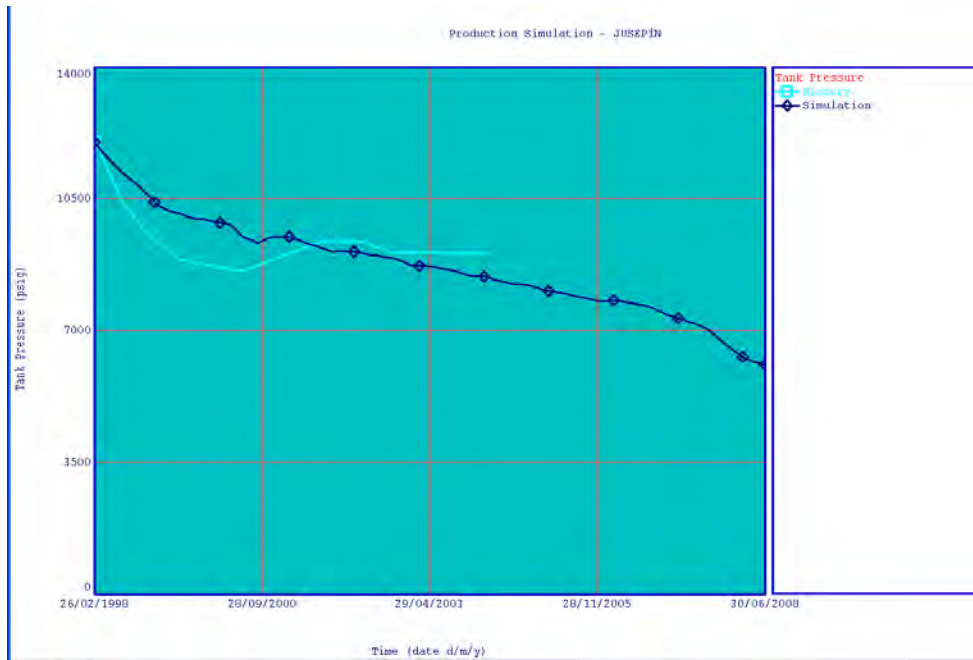
F.8. Método Gráfico panel oeste

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



F.9. Mecanismos de producción del panel oeste

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí



F.10.Run simulation panel oeste

Fuente: Programa MBAL, PGP Travi-Cotoperí